

Julian Luiz Reis

**COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO PARA SURTOS DE
FRENTE RÁPIDA UTILIZANDO O MÉTODO DA DENSIDADE
ESPECTRAL DE ENERGIA**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Dra. Jacqueline
Gisèle Rolim

Coorientador: Dr. Alécio Barreto
Fernandes

Florianópolis
2013

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Reis, Julian Luiz

Coordenação de isolamento para surtos de frente rápida
utilizando o método da densidade espectral de energia /
Julian Luiz Reis ; orientadora, Jacqueline Gisèle Rolim ;
co-orientador, Alécio Barreto Fernandes. - Florianópolis,
SC, 2013.
193 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

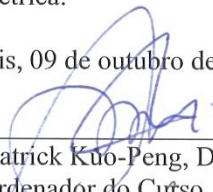
1. Engenharia Elétrica. 2. Coordenação de isolamento .
3. Transitórios de frente rápida. 4. Densidade espectral de
energia. 5. Simulação digital. I. Rolim, Jacqueline Gisèle.
II. Fernandes, Alécio Barreto. III. Universidade Federal
de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica. IV. Título.

Julian Luiz Reis

**COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO PARA SURTOS DE
FRENTE RÁPIDA UTILIZANDO O MÉTODO DA DENSIDADE
ESPECTRAL DE ENERGIA**

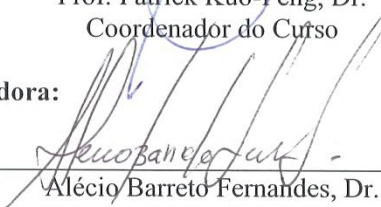
Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 09 de outubro de 2013.



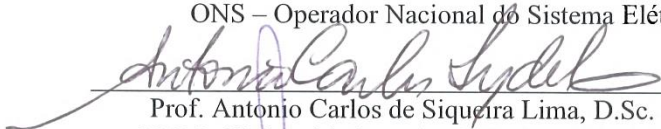
Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

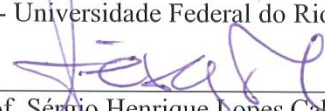


Alécio Barreto Fernandes, Dr.
Coorientador

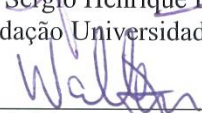
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico



Prof. Antonio Carlos de Siqueira Lima, D.Sc.
UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro



Prof. Sérgio Henrique Lopes Cabral, Dr.
FURB – Fundação Universidade Regional de Blumenau



Prof. Walter Pereira Carpes Junior, Dr.
Presidente da Banca
UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado a minha
amada esposa Giselle e aos meus pais
José Luiz e Maria Lourdes.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente quero deixar claro que o caminho percorrido para chegar nesse momento foi muito difícil. Muito esforço e muita dedicação fora do horário de trabalho e nos diversos finais de semana foi dispendido. A caminhada foi longa se iniciando como aluno especial na universidade e cursando as disciplinas de sistemas de energia. Não posso deixar de agradecer as pessoas que me ajudaram nessa fase inicial do curso, pessoas com quem eu trabalhei no Departamento de Engenharia do Sistema (DES) na Eletrobras Eletrosul, como o gerente da época Roberto Schroeder que me liberou quatro horas por semana, seguindo regras da empresa, para cursar as disciplinas. Após modificações nesse departamento outras pessoas também me ajudaram, como os gerentes Gilberto Siqueira e Ivanildo Albuquerque que continuaram a me apoiar na liberação das horas pela empresa. Não posso deixar de citar o gerente imediato da área onde eu trabalhava e que foi solícito desde o primeiro momento que soube do meu interesse em fazer o mestrado, Ricardo Salengue. Aos meus colegas de trabalho do setor eletromecânico também só tenho a agradecer.

Após essa fase de cursar as disciplinas acabei me transferindo para o Departamento de Operação do Sistema (DOS) também na Eletrobras Eletrosul. Após ingresso como aluno regular na universidade, a mesma ajuda e compreensão do novo gerente imediato Ronaldo Becker e chefe Paulo Luiz de Souza foi realizado, além do gerente de departamento Adriano Pauli e assistente da diretoria de operação Anilson Luiz Duarte. Deixo aqui também o meu agradecimento pela confiança em mim depositada.

Algumas pessoas merecem um agradecimento especial, são eles Ricardo Antunes e Ulisses Massaro, por toda ajuda dada ao trabalho, com contribuições técnicas, com palavras de incentivo, com propostas para a dissertação e etc..

Agradeço também aos colegas do setor de estudos, análise e controle do sistema (SEACS) pelas conversas no corredor da Eletrobras Eletrosul e em especial ao João Francisco pelos conselhos dados e eventuais ajudas nesse trabalho.

Aos vários colegas de LABSPOT que acabei convivendo nesse longo período também quero deixar meus agradecimentos.

Não poderia deixar de agradecer também o professor Washington Neves da Universidade Federal de Campina Grande pela importante ajuda dada na apresentação do nosso artigo no IPST 2013.

Um agradecimento mais do que especial faço aos meus mestres e orientadores Jacqueline Gisèle Rolim e Alécio Barreto Fernandes por todo o apoio dado nessa dissertação, por toda a paciência durante esse período, por todos os conhecimentos passados em conversas ou por e-mail, além de toda a ajuda e confiança mostrada no momento complicado que vivi logo antes do IPST 2013. Quero agradecer a Universidade Federal de Santa Catarina e o CNPq por proporcionar a nossa participação nesse grande evento.

Vários foram os momentos em que pensei em desistir, pois as dificuldades de um assunto totalmente novo para mim e também a escassa disponibilidade de tempo para estudar me faziam ter vontade de “abandonar o barco”. Outros momentos complicados na reta final desse trabalho também foram experimentados pela minha pessoa, principalmente a cirurgia ao qual passei. Nesse momento a vontade de desistir era imensa, mesmo quase chegando ao objetivo final.

E foram nesses momentos que uma pessoa em especial me dava forças para encarar os desafios e vencer os meus medos, Cainara Cunha. Quero agradecer a você profundamente por todo o apoio dado nesses últimos anos para atingir os meus objetivos, com certeza essa conquista também faz parte do seu esforço comigo.

Quero agradecer a Deus por ter me dado forças para encarar os diversos desafios e poder se reerguer das constantes quedas.

Um imenso agradecimento aos meus pais que começaram a acreditar em mim desde a época em que eu cursava Engenharia Elétrica em Blumenau e continuam acreditando, me dando força e coragem até hoje. Se não fosse por vocês, não estaria aqui nesse momento, com mais essa conquista que também é fruto de vocês.

Mas com certeza a pessoa que mais merece agradecimentos é a minha esposa Giselle que está do meu lado desde o começo dessa jornada, que acredita no meu potencial, que foi ouvidos para escutar sobre transitórios eletromagnéticos e *backflashover* mesmo sem interagir e entender do assunto, que conviveu com meu mau humor durante muito tempo e que foi muito compreensiva durante todo esse longo período, mesmo abrindo mão de algumas coisas para me apoiar nesse objetivo. Com certeza se não fosse por você, meu amor, não estaria aqui hoje experimentando essa conquista que também é sua.

Julian Luiz Reis

“A educação e o ensino são as armas mais poderosas que podes usar para mudar o mundo.”

Nelson Mandela

“A dúvida é o principio da sabedoria.”

Aristóteles

“Os que se encantam com a prática sem a ciência são como os timoneiros que entram no navio sem timão nem bússola, nunca tendo certeza do seu destino.”

Leonardo da Vinci

RESUMO

Os estudos tradicionais de coordenação de isolamento fazem uso de metodologias determinísticas e probabilísticas, considerando apenas a amplitude das sobretensões no domínio do tempo. Na presente dissertação, aplica-se uma metodologia proposta recentemente para coordenação de isolamento, fazendo uso da teoria da densidade espectral de energia. Esta nova abordagem quantifica a energia das sobretensões transitórias no domínio da frequência, associando amplitude, espectro de frequências e a participação (duração) destas no sinal, e pode ser aplicada a qualquer equipamento de uma subestação. Esta nova metodologia define uma grandeza adimensional, denominada fator de severidade no domínio da frequência (FSDF), que permite avaliar os resultados dos estudos frente aos ensaios de suportabilidade realizados em fábrica. Simulações de descargas atmosféricas em um sistema real são utilizadas para avaliar os resultados dessa nova metodologia, sob o ponto de vista de transitórios de frente rápida oriundos destes surtos. Nas simulações, visando avaliar a contribuição dos modelos computacionais, faz-se uso de dois tipos de modelagem, uma mais simplificada, que não considera todas as informações necessárias para reproduzir os efeitos físicos do fenômeno, e uma modelagem mais detalhada, com uma reprodução mais fidedigna dos parâmetros físicos, no caso de transformadores baseada em medições de resposta em frequência. Os resultados das simulações para cada tipo de modelagem, considerando a abordagem clássica de coordenação de isolamento e a recente metodologia, são comparados em termos de suas margens de segurança em relação ao nível de isolamento especificado para o transformador. Do ponto de vista da nova metodologia, os resultados de algumas simulações demonstram que os ensaios padronizados realizados em fábrica não garantem a suportabilidade do transformador para alguns eventos transitórios, em determinadas faixas de frequência, que podem ocorrer quando da sua conexão ao sistema elétrico. A importância do uso dessa nova metodologia se confirma ao final desse trabalho com as avaliações dos resultados obtidos.

Palavras-chave: Coordenação de Isolamento, Transitórios de Frente Rápida, Densidade Espectral de Energia, Simulação Digital, Modelagem de Transformadores, Método de Ajuste Vetorial.

ABSTRACT

Traditionally, studies for insulation coordination apply probabilistic and deterministic methods considering only the amplitude of overvoltages in the time domain. In this work, a recently proposed methodology for insulation coordination, based on the theory of energy spectral density, is applied. This new approach quantifies the energy of transient overvoltages in the frequency domain taking into account their magnitude, frequency spectrum and participation (duration) of those in signal, and can be applied to any substation apparatus. This new methodology defines a dimensionless quantity, called frequency domain severity factor (FDSF), which allows evaluating the results of studies against withstand capability tests carried out in factory. Lightning surges simulations, for a real system, are used to evaluate the results of this new methodology, from the point of view of fast front transients. In order to evaluate how the models affect the simulation results, two types of modeling are tested: simplified modeling, which does not include all information necessary to reproduce the physical phenomenon, and a more detailed modeling, with more accurate reproduction of the physical parameters, in the case of transformers based on measurements of frequency response. The simulation results for each type of modeling, considering the classic approach of insulation coordination and the new methodology, are compared considering the safety margin that they provide in relation to the insulation specified for the transformer. From the viewpoint of the new methodology, the results of some simulated cases show that standardized tests executed at the transformer factory do not guarantee its supportability, in specific frequency bands, when it faces some events after installation in a real electric system. The importance of the use of this new methodology is confirmed at the end of this work, with the evaluation of the results obtained.

Keywords: Insulation Coordination, Fast Front Transients, Energy Spectral Density, Digital Simulation, Transformer Modeling, Vector Fitting Routine.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASCII – *American Standard Code for Information Interchange*

ATP – *Alternative Transients Program*

BIL – *Basic Impulse Lightning*

BSL – *Basic Switching Level*

CEEE – *Companhia Estadual de Energia Elétrica (RS)*

CIGRÉ – *International Council on Large Electric Systems*

CFO – *Critical Flashover*

EMTP – *Electromagnetic Transients Program*

FDTP – *Frequency Domain Transients Program*

FFT – *Fast Fourier Transform*

FSDF – *Fator de Severidade no Domínio da Frequência*

GIS – *Gas Insulated Substation*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

JWG – *Joint Workgroup*

MCOV – *Maximum Continuous Operating Voltage*

NBI – *Nível Básico de Isolamento*

TNA – *Transient Network Analyzers*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 MOTIVAÇÃO	14
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	17
1.4 CONTRIBUIÇÕES.....	18
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	21
2.1 SOBRETENSÕES ATMOSFÉRICAS E SUPORTABILIDADES	23
2.2 ONDAS VIAJANTES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO	28
2.3 FALHA DE BLINDAGEM	35
2.4 <i>BACKFLASHOVER</i>	40
2.5 MECANISMO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	46
2.6 COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO	53
2.7 COMPORTAMENTO DE TRANSFORMADORES DURANTE TRANSITÓRIOS.....	57
2.8 CONSIDERAÇÕES	65
3 MODELAGEM COMPUTACIONAL.....	67
3.1 MODELOS DE LINHA DE TRANSMISSÃO	69
3.1.1 Modelo de Bergeron.....	82
3.1.2 Modelo de J. Martí	83
3.1.3 Impedância de surto da torre	86
3.1.4 Resistência de pé de torre	92
3.1.5 Isolador.....	96
3.2 BARRAMENTOS.....	98
3.3 EQUIPAMENTOS.....	101
3.4 PARA-RAIOS.....	103
3.4.1 Modelo do IEEE.....	106
3.4.2 Modelo de Pinceti & Giannettoni.....	109
3.5 TRANSFORMADOR	111
3.5.1 Capacitância de surto para terra	115
3.5.2 Método de Ajuste Vetorial (<i>Vector Fitting Routine</i>).....	119
3.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA	124
3.6.1 Dupla exponencial.....	125
3.6.2 Modelo de Heidler.....	126
3.7 CONSIDERAÇÕES.....	128
4 DENSIDADE ESPECTRAL DE ENERGIA	131
4.1 DENSIDADE ESPECTRAL DE ENERGIA DAS ONDAS PADRONIZADAS.....	134
4.2 FATOR DE SEVERIDADE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA (FSDF).....	138

4.3 CONSIDERAÇÕES	141
5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E RESULTADOS.	143
5.1 IMPLEMENTAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	146
5.2 IMPLEMENTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO (EQUIPAMENTOS)..	152
5.3 PREPARAÇÕES DE CASOS E APLICAÇÃO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	157
5.4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	161
6 CONCLUSÕES.....	179
6.1 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	181
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	183

1 INTRODUÇÃO

A propagação das ondas de tensão e corrente associadas aos transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência é representada matematicamente por equações diferenciais parciais. A primeira solução dada para esse tipo de equação foi proposta por D'Alembert em 1750 (AMETANI, 2013).

Os primeiros trabalhos relacionados a transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência derivaram das investigações de Lord Kelvin em cabos de telecomunicações Transatlânticos em 1854. A solução teórica foi obtida pela aplicação da transformada de Heaviside (similar à Laplace), que se tornou a mais importante e poderosa ferramenta de solução de transitórios em circuitos elétricos até meados dos anos 1960. A solução dada por Heaviside é derivada das equações de Maxwell (AMETANI, 2013).

O interesse pela análise de transitórios em alta tensão iniciou em 1926 com a ruptura do isolamento de um transformador devido a uma descarga atmosférica em uma linha de transmissão 220 kV na Pennsylvania. Essa linha de transmissão não possuía para-raios em seus terminais, então os pesquisadores chegaram à conclusão que o isolamento dos equipamentos da subestação precisava ser coordenado com o isolamento da linha de transmissão. A partir desse momento, começou a se formar o conceito de coordenação de isolamento. A teoria de ondas viajantes, a teoria de circuito para uso em modelagem a parâmetros concentrados e a teoria básica de aterramento foram estabelecidas em meados dos anos 1930 e são amplamente usadas até hoje. Fórmulas precisas para o cálculo dos parâmetros para modelagem de linhas de transmissão foram desenvolvidas nesse período e ainda são usadas atualmente (AMETANI, 2013).

Quando os para-raios começaram a ser utilizados em linhas de transmissão para coordenar com isolamentos da subestação, os surtos de manobra passaram a ser a causa dos problemas em sistema de potência. Para a análise de surtos de manobra e surtos oriundos de faltas no sistema, era necessária a representação de sistemas trifásicos. Para contornar esta dificuldade, a teoria de componentes simétricas desenvolvida em 1918 começou a ser aplicada para analisar surtos de manobra (FORTESCUE, 1918).

A partir dos anos 1960, o computador digital se tornou disponível e vários pesquisadores ao redor do mundo iniciaram uma extensa investigação dos diversos métodos disponíveis e implementados em computador digital para resolução de transitórios eletromagnéticos.

Antes do advento da era do computador digital, os cálculos eram realizados analiticamente ou por métodos gráficos e somente pequenos sistemas podiam ser representados. As soluções disponíveis pelos programas que foram criados nessa época usavam a teoria das ondas viajantes devido à natureza distribuída das linhas de transmissão. Esse conceito de ondas viajantes tem sido aplicado desde a solução de D'Alembert. Um método gráfico foi criado por Allievi em 1931 e foi aperfeiçoado por Schnyder, Bergeron e Angus. Esse método ficou conhecido como método das características e resolvia matematicamente as equações de Maxwell. O diagrama de treliças de Bewley também foi introduzido em computadores digitais para cálculo de transitórios eletromagnéticos (AMETANI, 2013).

A solução de transitórios de redes elétricas no domínio do tempo foi aprimorada em 1969, com a proposta de resolução das equações diferenciais através de equações a diferenças com termos históricos por redes companheiras (DOMMEL, 1969).

Após vários testes e pesquisas realizados, em 1975 pesquisadores chegaram à conclusão que o programa EMTP (*Electromagnetic Transients Program*) desenvolvido na Bonneville Power Administration por H. Dommel e S. Meyers era o mais versátil e prático para simular redes elétricas no domínio do tempo. Desde meados da década de 1970 até hoje, os programas tipo EMTP se tornaram um padrão mundial para resolução de transitórios eletromagnéticos, fazendo uso da teoria de circuitos (AMETANI, 2013).

1.1 MOTIVAÇÃO

A interação dos transformadores com o sistema de potência é um assunto de grande interesse por parte das concessionárias, devido ao fato de que esse tipo de equipamento é de extrema importância para o sistema. Falhas em transformadores podem acarretar sérios problemas no sistema de potência, pois a manutenção nesses equipamentos é lenta e a apuração da causa para determinado tipo de defeito também não é trivial. Alguns métodos de apuração de defeitos utilizam os ensaios cromatográficos no óleo para a verificação através do tipo de gases encontrados no isolamento do transformador (óleo + papel) (ZIRBES; ROLIM; ZÜRN, 2005).

A identificação de ressonâncias, apurando possíveis problemas mecânicos no conjunto enrolamento-isolação do transformador, é possível através de sua modelagem, baseada nos ensaios de resposta em frequência (CIGRÉ WG A2.26, 2008).

Nos últimos anos, algumas falhas em transformadores levaram o Cigrè-Brasil a criar um grupo de trabalho para estudar a interação destes equipamentos com o sistema (ROCHA et al., 2010). Mais especificamente, os transitórios causados por manobras de disjuntores e chaves. Esse tipo de sobretensão gerada possui uma característica bem peculiar e se enquadra no grupo de transitórios de frente lenta ou transitórios de manobra.

Os modelos usados na implementação computacional do transformador visam representar o fenômeno nos primeiros instantes do transitório, onde as componentes capacitivas ressonantes do transformador são excitadas, porém sob a óptica de sobretensões de manobra.

A investigação feita pelo grupo de trabalho JWG (*Joint Workgroup*) A2-C4-03 (ROCHA et al., 2010) baseou-se na análise no domínio da frequência. Esta abordagem pode ser estendida para aplicações visando sobretensões de origem atmosférica (ou externas).

É com este intuito que no presente trabalho procura-se representar um sistema de potência em simulação digital no domínio do tempo, visando estudar o fenômeno de sobretensões ressonantes em transformadores oriundos de descargas atmosféricas. O objetivo final desse trabalho é avaliar a aplicabilidade do método de coordenação de isolamento baseado no domínio da frequência, estendido para a análise de sobretensões de frente rápida. Também será avaliada a influência da modelagem do sistema nesses estudos.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nos estudos de coordenação de isolamento, a partir do conhecimento (através de simulações) das sobretensões máximas (magnitude e duração) que podem ocorrer no sistema elétrico, são avaliados se os níveis de isolamento normatizados (suportabilidade) dos equipamentos que fazem parte desse sistema estão adequados. Além disso, são também avaliados se os dispositivos de proteção (para-raios) especificados e suas localizações estão adequados.

Várias definições para o tema são encontradas em normas americanas, europeias e na norma nacional. De forma simplificada, coordenação de isolamento é a seleção da suportabilidade do isolamento coerente com as sobretensões esperadas, obtendo um risco de falha aceitável (IEEE Std. C62.82.1, 2011).

Outra definição para coordenação de isolamento é o processo de levar a suportabilidade do isolamento de um determinado equipamento a

patamares onde a relação com as sobretensões esperadas e as características dos dispositivos de proteção sejam satisfatórias (ANSI C92.1, 1982). Essa definição pode ser expandida ainda para a seleção da suportabilidade dielétrica de algum equipamento em relação às tensões que podem aparecer no sistema para o qual o equipamento é pretendido levando em consideração às condições do ambiente de instalação e as características dos dispositivos de proteção disponíveis (IEC 71-1, 1993). A norma nacional define que coordenação de isolamento é a seleção da suportabilidade dielétrica (nível de isolamento normalizado) dos equipamentos em função das tensões que podem ocorrer no sistema ao quais estes equipamentos serão ligados, levando em consideração as condições em que serão operados e as características dos dispositivos de proteção disponíveis (NBR-6939, 2000).

Através de uma definição mais completa, coordenação de isolamento compreende a seleção da suportabilidade elétrica de um equipamento em relação às tensões que podem ocorrer no sistema para o qual o equipamento é pretendido, levando em consideração as características dos dispositivos de proteção, visando reduzir para um nível econômico e operacional aceitável, a probabilidade de tensões impostas ao equipamento que causem danos ao seu isolamento ou afetem a continuidade do serviço (IEC 71-1, 1976).

Os métodos de coordenação de isolamento mais tradicionais dependem da natureza estatística das sobretensões e das suportabilidades dos equipamentos e/ou isolações. São dois os métodos tradicionais: o método convencional, também denominado método determinístico (risco de falha nulo), e o método estatístico. O método estatístico pode ainda ser dividido em: método estatístico simplificado e método estatístico aproximado, e ambos servem como uma forma alternativa ao original para computar o risco de falha. O método determinístico pode ser aplicado para qualquer tipo de isolação e para sistemas de qualquer tensão nominal. Já o método estatístico se restringe na aplicação em isolações auto-recuperantes e em tensões nominais acima de 300 kV, onde fatores econômicos são mais pronunciados (D'AJUZ et al., 1987). O método mais exato, e pouco empregado, é o método *shot-by-shot*, que consiste em calcular o risco de falha para todas as sobretensões geradas por cada manobra individualmente (chaveamento de algum elemento do sistema ou a aplicação de uma descarga atmosférica) (D'AJUZ et al., 1987). Sobretensões originárias de manobra de equipamentos produzem um impacto maior em sistemas com tensões nominais acima de 345 kV. Em sistemas com tensões nominais menores que 345 kV, normalmente

sobretensões oriundas de descargas atmosféricas são mais críticas (HILEMAN, 1999).

Todos os métodos citados consideram a abordagem no domínio do tempo. Outra análise pode ser realizada considerando a utilização do domínio da frequência usando a densidade espectral de energia (ROCHA, 2008) e (ROCHA et al., 2010).

Os primeiros estudos de sobretensões ressonantes em transformadores aplicando o conceito de densidade espectral de energia foram feitos pelo JWG A2-C4-03 (ROCHA et al., 2010) do Cigré-Brasil. A partir desses estudos, a energia contida em um sinal no tempo, passou a ter uma importância significativa para as análises de sobretensões de manobra. Desses estudos, derivaram vários artigos de aplicações em concessionárias distintas, utilizando o método proposto pelo JWG_A2-C4-03 (ROCHA, 2008), (FREIRE; MEDEIROS, 2009) e (ANTUNES et al., 2009).

A densidade espectral de energia é um conceito muito aplicado em processamento de sinais, que foi extrapolado para quantificar a suportabilidade de transformadores. Já sua aplicação em análises de transitórios eletromagnéticos é recente e por esse motivo ainda existem poucas publicações sobre este tema específico. Ainda assim, os trabalhos mais recentes focam nas sobretensões decorrentes de manobras (MASSARO; ANTUNES, 2009). Na área de proteção de sistemas elétricos, esta técnica foi proposta na localização de faltas (SAMANTARAY et al., 2011).

Outros trabalhos consideram a utilização do Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF), que será conceituado no decorrer do Capítulo 4, para classificação do tipo de manobra (VASQUES, 2011). Aplicações em parques eólicos também fazem uso dessa abordagem (HOLDYK et al., 2012), para quantificar a severidade das sobretensões na suportabilidade dos transformadores.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O objetivo final dessa dissertação é avaliar o impacto do método de coordenação de isolamento baseado em uma análise no domínio da frequência, sob a perspectiva de sobretensões de frente rápida. Para atingir esse objetivo, este trabalho foi organizado na estrutura descrita a seguir. Além desta introdução, o Capítulo 2 apresenta alguns fundamentos básicos para o entendimento de transitórios eletromagnéticos, conceituando sobretensões atmosféricas e suportabilidade de isolações, ondas viajantes em linhas de transmissão,

falha de blindagem, *backflashover*, o mecanismo das descargas atmosféricas, coordenação de isolamento clássica e o comportamento de transformadores durante transitórios.

No Capítulo 3 é realizada uma introdução ao método de cálculo usado pelo programa EMTP/ATP (*Alternative Transients Program*). Também são apresentados os modelos utilizados para representar os elementos do sistema de potência em computador digital, dentre os quais se destacam os modelos de linhas de transmissão (parâmetros, impedância de surto da torre, resistência de pé de torre e cadeia de isoladores), modelos de barramentos e equipamentos da subestação, modelos de para-raios, modelos de transformadores e o modelo da descarga atmosférica.

O Capítulo 4 conceitua a densidade espectral de energia e como usar esse conceito aplicado à coordenação de isolamento.

A análise dos resultados das simulações em um sistema real da Eletrobras Eletrosul, considerando dois tipos de implementação computacional e a aplicação do método de coordenação de isolamento através do domínio da frequência, são apresentados no Capítulo 5. Por fim, as conclusões e propostas para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 6.

1.4 CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho tem como contribuições principais:

- Avaliação da aplicabilidade do método de coordenação de isolamento através da densidade espectral de energia, utilizando a abordagem no domínio da frequência para transitórios oriundos de descargas atmosféricas;
- Utilização do Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) para quantificar a severidade das sobretensões de frente rápida para o isolamento de transformadores;
- Comparação e avaliação de alguns modelos existentes de equipamentos e dispositivos de sistemas de potência, próprios para estudos de transitórios de frente rápida;
- Aplicação do método de ajuste vetorial para modelagem do transformador segundo dados do ensaio de resposta em frequência;

- Comparação do método tradicional de coordenação de isolamento com o método usando densidade espectral de energia, para um sistema real da Eletrobras Eletrosul.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Apresentam-se neste capítulo os conceitos básicos referentes aos transitórios eletromagnéticos, que servem de fundamento para compreensão dos capítulos subsequentes.

O tema transitório eletromagnético por si só é muito vasto, e corresponde a um campo desafiador da engenharia elétrica, não só pela complexidade na representação individual dos equipamentos e instalações, mas também pela dificuldade de representar sistemas de grande porte para este tipo de estudo. A solução dos problemas de transitórios eletromagnéticos passa pela utilização de equações diferenciais que são advindas das equações de elementos passivos da rede como a capacitância e a indutância.

Mesmo via simulação digital, esta solução é complexa, sobretudo para sistemas de grande porte, nos quais várias equações diferenciais formam um extenso sistema de equações. Nesse caso, métodos matemáticos como o de Laplace são usados para facilitar o trabalho da solução. Em programas digitais, essas soluções são provenientes da discretização das equações diferenciais, tornando estas em equações de diferenças com termos históricos (DOMMEL, 1969).

Os transitórios surgem quando existem descontinuidades ou ocorre uma mudança súbita no sistema de potência, provocada por alguma manobra, descarga atmosférica ou um curto-circuito. Esses eventos alteram o ponto de operação do sistema. O período de tempo entre duas distintas condições em regime permanente é denominado **transitório**. As grandezas elétricas observadas nesse período dependem das condições anteriores do circuito ou rede elétrica, denominadas de condições iniciais.

O termo transitórios eletromagnéticos se refere ao intervalo de tempo necessário para que as trocas de energia armazenada na forma de campo magnético com a energia armazenada na forma de campo elétrico alcancem novas condições de equilíbrio. Este período normalmente é insignificante se comparado com o tempo no qual o sistema fica sob as condições de regime. Porém, é nesse breve intervalo de tempo que algumas solicitações mais severas podem ocorrer, nos vários elementos do sistema de potência, principalmente causados por sobretensões e/ou sobrecorrentes. Normalmente é com base nestas solicitações extremas que os isolamentos dos diversos equipamentos do sistema elétrico são dimensionados.

É importante entender que a condição de reequilíbrio do sistema não é alcançada instantaneamente devido ao comportamento físico dos

elementos passivos. Variações súbitas de corrente em indutâncias e de tensão em capacitâncias geram sobretensões e sobrecorrentes, conforme apresentadas nas equações 2.1 e 2.2.

$$V = L \frac{dI}{dt} \quad (2.1)$$

$$I = C \frac{dV}{dt} \quad (2.2)$$

Os fenômenos transitórios podem ser provocados por vários fatores, a exemplo de:

- Rejeição de carga ou geração, faltas (monofásicas, bifásicas ou trifásicas), fenômenos não lineares como, por exemplo, ferrorressonância;
- Manobras como abertura e fechamento de disjuntores e seccionadoras (energização de linhas de transmissão, energização de transformadores, reatores e capacitores);
- Descargas atmosféricas.

Cada um desses fatores possui uma classificação aliada ao fenômeno, juntamente com suas frequências associadas, e que podem ser classificados em quatro grupos (IEEE Working Group 15.08.09, 2009):

- Transitórios temporários (*Low-Frequency Oscillations*): que vão de 0,1 Hz até 3 kHz ;
- Transitórios de frente lenta (*Slow Front Transients*) ou surtos de manobra (*Switching Surges*) que vão de 50/60 Hz até 20 kHz;
- Transitórios de frente rápida (*Fast Front Transients*) ou transitórios provenientes de surtos atmosféricos (*Lightning Surges*) que vão de 10 kHz até 3 MHz;
- Transitórios de frente muito rápida (*Very Fast Front Transients*) ou transitórios em sistemas isolados a gás (GIS – *Gas Insulated Substations*) que vão de 100 kHz até 50 MHz.

Nesse trabalho, tem-se como foco os fenômenos transitórios provocados por descargas atmosféricas.

Na próxima seção, conceituam-se as sobretensões atmosféricas, parte essencial do objetivo final desse trabalho.

2.1 SOBRETENSÕES ATMOSFÉRICAS E SUPORTABILIDADES

As sobretensões atmosféricas têm como origem os surtos oriundos de descargas atmosféricas. Essas sobretensões podem alcançar níveis elevados, capazes de romper o isolamento de um dado componente do sistema elétrico, levando-o a falhas e interrupções.

A quantificação dos valores dessas sobretensões, para determinado sistema, é importante para inferir se o isolamento está adequadamente projetado e dimensionado, pois os níveis de isolamento são especificados *a priori* de acordo com as normas técnicas.

Estas sobretensões possuem características muito peculiares, normalmente são de curta duração e fortemente amortecidas. Os valores máximos dessas sobretensões podem chegar até seis vezes a tensão nominal do sistema (6 pu), dependendo dos parâmetros do próprio sistema, como impedância de surto, resistência de pé de torre, blindagem da linha de transmissão, dentre outros. Parâmetros estes que serão comentados com mais detalhes nas próximas seções.

O parâmetro mais importante, no entanto, é a própria descarga atmosférica. Esta possui natureza aleatória, pois depende de variáveis aleatórias como amplitude, tempo de frente, tempo de cauda e declividade. Essas variáveis são comentadas na seção 2.5.

A sobretensão atmosférica depende também do instante no qual a tensão do sistema é atingida por uma descarga atmosférica (módulo e ângulo da forma de onda da tensão do sistema). Essa aleatoriedade de fatores que podem influenciar a sobretensão atmosférica remete a conclusão que esta é uma variável aleatória.

O teorema do limite central, próprio de sequências de variáveis aleatórias, determina que a soma de um número grande de variáveis aleatórias tende a ser uma variável aleatória com distribuição normal (gaussiana) de probabilidade (ZÜRN, 2009).

Portanto, as sobretensões atmosféricas são representadas por uma distribuição normal com média e desvio padrão definidos, cuja função densidade é a curva de Gauss mostrada na equação 2.1.1.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (2.1.1)$$

Sendo:

$f(x)$ = densidade de probabilidade da variável aleatória x ,
distribuída normalmente;

σ = desvio padrão;

μ = média.

A figura 2.1.1 apresenta o sino de Gauss da densidade de probabilidade.

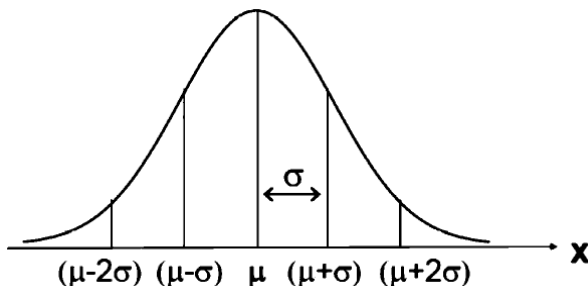


Figura 2.1.1 – Função densidade de probabilidade da variável aleatória x .

A área sob essa curva representa a probabilidade da variável x estar numa dada faixa. Esse conceito será de fundamental importância para a coordenação de isolamento que será apresentado na seção 2.6.

Assim como a sobretensão atmosférica, a suportabilidade de uma dada isolação também depende de variáveis aleatórias, como umidade relativa do ar, densidade do ar, precipitação pluviométrica (chuva), vento (balanço de condutores) e contaminação dos isoladores (HEDMAN, 1979). Dessa forma, a suportabilidade de uma isolação também é representada como uma variável aleatória normal, pois a esta também se aplica o teorema do limite central.

Equipamentos e dispositivos de sistemas de potência devem resistir às sobretensões impostas aos mesmos. Uma forma que a indústria (fabricantes) de equipamentos e dispositivos adota para simular em laboratório uma descarga atmosférica são as ondas padronizadas, do tipo dupla exponencial. Essas ondas têm sua magnitude, tempo de frente e de cauda pré-definidos (vide figura 2.1.4, a seguir). O teste de impulso atmosférico em equipamentos é um ensaio de tipo (ensaios que são realizados a pedido do comprador para verificação da qualidade do projeto de determinado equipamento) e atesta o projeto de isolamento de um equipamento. Em isolações não auto-recuperantes, próprias do conjunto papel-óleo, não se admitem descargas na isolação (ruptura total

ou parcial do isolamento de determinado equipamento). Para isolações auto-recuperantes, como o caso do ar e SF_6 , por exemplo, aceitam-se determinados riscos de descargas (também conhecida como *flashover*) na isolação, e a suportabilidade do dispositivo necessita estar abaixo do limite aceitável de probabilidade de descarga.

As formas de ondas típicas, usadas em testes de laboratório como teste de aceitação dos equipamentos do sistema de potência, são apresentadas nas figuras 2.1.2 e 2.1.3 (desprezando comportamento oscilatório em torno do valor nulo).

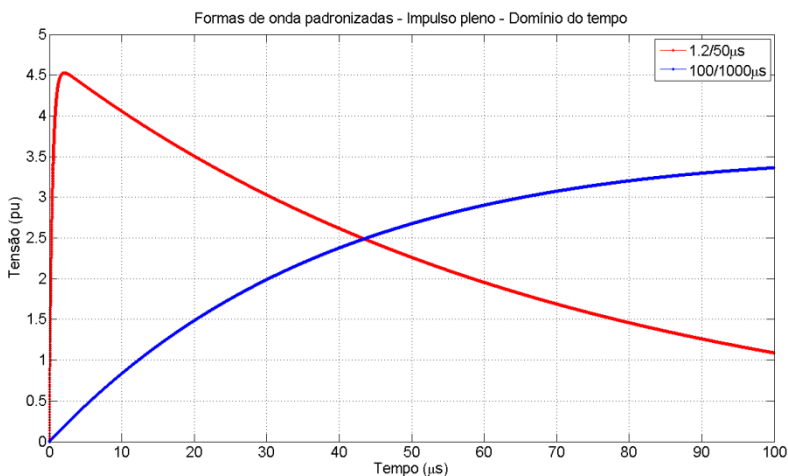


Figura 2.1.2 – Impulso pleno para teste de aceitação.

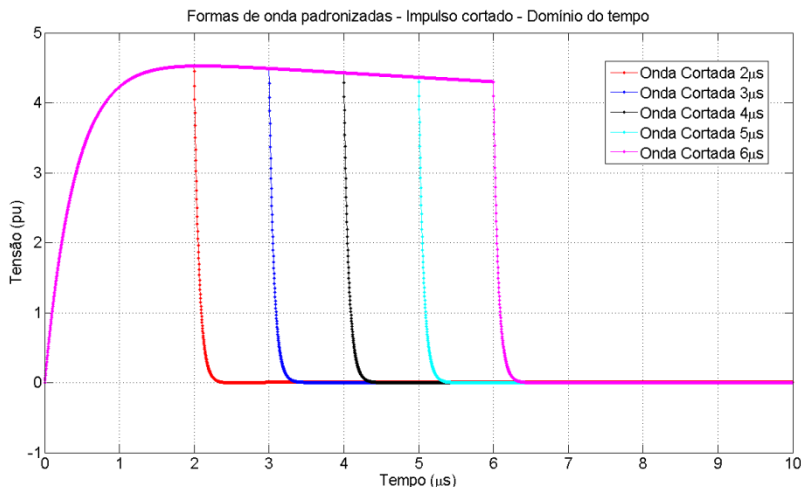


Figura 2.1.3 – Impulso cortado para teste de aceitação.

A curva em azul da figura 2.1.2, representa o teste para impulso de manobra e serve para testar o isolamento para sobretensões de manobra ou sobretensões de frente lenta (determinação do BSL – *Basic Switching Level*). O valor 1,2/50 significa que a onda tem um tempo de frente de 1,2 μs e um tempo de cauda de 50 μs .

O tempo de frente e tempo de cauda são definidos conforme a figura 2.1.4, sendo t_f = tempo de frente e t_T = tempo de cauda.

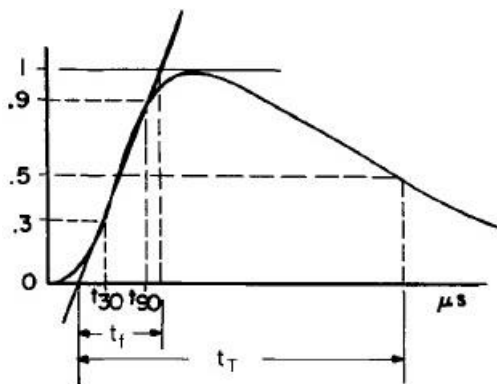


Figura 2.1.4 – Definição de tempo de frente (t_f) e tempo de cauda (t_T).

Fonte: Hileman (1999).

Primeiramente é traçada uma reta de inclinação entre o tempo para se chegar a 0,3 e 0,9 do valor máximo. O cruzamento dessa reta pelo valor nulo e valor unitário (magnitude) determina dois pontos onde a distância entre eles é chamada de tempo de frente t_f .

O tempo de cauda t_T é definido como sendo o tempo de descida até meio valor (50%), a partir do tempo de frente.

Ensaio de onda cortada não possuem tempo de cauda, ou seja, a sobretensão possui um amortecimento quase instantâneo após atingir a magnitude. Geralmente esse tipo de ensaio é bem prejudicial para o isolamento.

O isolamento de um determinado equipamento ou dispositivo para sobretensões atmosféricas é especificado através do NBI (Nível Básico de Isolamento) ou BIL (*Basic Impulse Lightning*). Esses valores são definidos para condições atmosféricas padronizadas. O BIL pode ser assumido como valor convencional ou estatístico. O valor convencional é aplicado em isolações não auto-recuperantes e não se admite descarga na isolação. O valor estatístico é aplicado em isolações auto-recuperantes, onde se admite uma probabilidade de descarga de 10% e são determinados de acordo com a equação 2.1.2.

$$BIL = CFO \left(1 - 1,28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \quad (2.1.2)$$

Sendo:

CFO = *critical flashover* ou tensão crítica de descarga que corresponde a uma probabilidade de 50% que a isolação falhe;

σ_f/CFO = desvio padrão em relação à média, em torno de 1 a 3%.

Como já citado, os valores de BIL são dados nas condições atmosféricas normalizadas. Se no local onde determinado equipamento é instalado as condições atmosféricas são diferentes das normalizadas, deve-se corrigir o valor da suportabilidade. Detalhes sobre este procedimento podem ser encontrados em (HILEMAN, 1999).

A suportabilidade de cadeias de isoladores e *gaps* são expressas normalmente diretamente pelo CFO , tanto para suportabilidades a surtos de manobra quanto para surtos atmosféricos.

As primeiras medições experimentais de suportabilidade de *gaps* para surtos atmosféricos foram feitas por McAuley em 1938 (McAULEY, 1938).

As suportabilidades de isoladores para surtos atmosféricos, para uma quantidade de 3 a 20 isoladores, são apresentadas nas equações 2.1.3 e 2.1.4 (HILEMAN, 1999).

$$CFO^+ = 130 + 561S \quad (2.1.3)$$

$$CFO^- = 171 + 489S \quad (2.1.4)$$

Sendo:

CFO^+ = *critical flashover* para polaridade positiva, em kV;

CFO^- = *critical flashover* para polaridade negativa, em kV;

S = distância mínima no ar em metros.

Outras equações foram determinadas, por outros pesquisadores ao longo dos anos, e a maioria delas são derivadas dos fatores de *gap*. Esses fatores dependem da geometria da linha de transmissão ou mesmo da geometria dos eletrodos que possuem uma isolação em ar entre eles (HILEMAN, 1999).

Os fatores de *gap* são mais comumente utilizados para determinar a suportabilidade de isolações para surtos de manobra. Para surtos atmosféricos, Hileman (HILEMAN, 1999) sugere utilizar somente um gradiente para determinar o CFO para polaridade positiva e negativa:

- Para polaridade positiva: $CFO^+ = 560 \text{ kV/m}$;
- Para polaridade negativa: $CFO^- = 605 \text{ kV/m}$.

Esses valores normalmente são usados em estudos de coordenação de isolamento para se determinar de uma forma mais rápida a suportabilidade de uma isolação.

A próxima seção trata do fenômeno das ondas viajantes, que é a base para solução de redes por componentes distribuídos em programa digital e também para modelagem de linhas de transmissão que serão explicados com detalhe no Capítulo 3.

2.2 ONDAS VIAJANTES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Um sistema elétrico não faria sentido sem as linhas de transmissão. São através desses elementos que a energia gerada em uma usina é transmitida ao consumidor. O fenômeno físico de propagação dessa energia de um ponto de geração até um determinado ponto

consumidor está relacionado com propagação de ondas (ondas viajantes, ou ondas trafegantes).

Para sistemas elétricos operando em regime permanente em torno de 60 Hz, essas ondas possuem um comprimento maior que o comprimento físico da linha de transmissão. Isso pode ser observado melhor pela equação 2.2.1.

$$\lambda = \frac{v_p}{f} \quad (2.2.1)$$

Sendo:

λ = comprimento de onda, em metros;

v_p = velocidade de propagação da onda, em m/s;

f = frequência da onda, em Hz.

A velocidade de propagação pode ser determinada pela expressão 2.2.2.

$$v_p = \frac{c}{\sqrt{\varepsilon_r}} \quad (2.2.2)$$

Sendo c a velocidade da luz, $\approx 3 \times 10^8$ m/s e ε_r a permissividade relativa, que depende do meio por onde a onda será propagada. No caso de linhas de transmissão aéreas, pode-se considerar $\varepsilon_r = 1$.

Conclui-se então que para 60 Hz, o comprimento de onda (vide equação 2.2.1) se torna aproximadamente 5000 km. Uma linha de transmissão normalmente não tem comprimento físico dessa ordem, portanto uma onda de tensão e de corrente fica submetida a comprimentos bem maiores (para 60 Hz) que a maioria das redes estudadas em regime transitório.

Em estudos de regime permanente, subestações são representadas como sendo somente um nó de conexão, ou seja, o comprimento de onda é muito maior que a extensão de uma subestação. Dessa forma, nesse tipo de estudo, a linha de transmissão pode ser representada por elementos R , L e C concentrados, formando o conhecido modelo π .

Para frequências mais elevadas, como as oriundas de oscilações transitórias, o comprimento de onda se torna bem menor, aproximando-se do comprimento físico da linha de transmissão. Portanto, para a

representação da linha de transmissão para estudos em frequências mais altas que a fundamental (60 Hz), faz-se necessário o uso de elementos R , L e C distribuídos ao longo da linha, como na verdade o são.

A propagação da onda em uma linha de transmissão, por sua vez, pode ser entendida pela conexão em cascata de circuitos π , onde cada circuito representa uma divisão do comprimento da linha, como pode ser observado na figura 2.2.1.

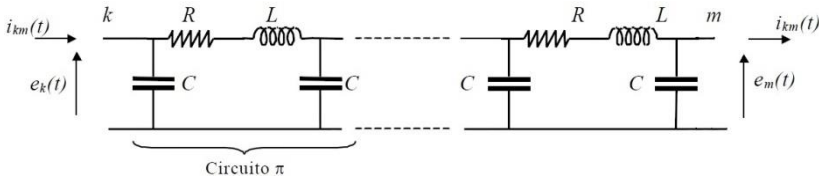
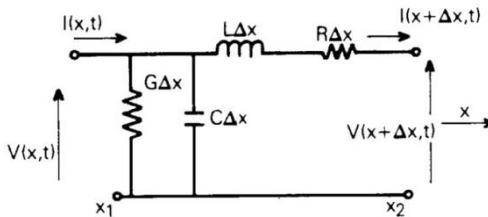


Figura 2.2.1 – Conexão em cascata de circuitos π , modelos a parâmetros concentrados (desprezando condutância shunt).

Fonte: Fernandes (2001).

A linha de transmissão com parâmetros distribuídos, própria para estudos do comportamento da linha nos estudos de transitórios eletromagnéticos, pode ser representada conforme figura 2.2.2.



G = Siemens/metro
 L = Henrys/metro
 C = Farads/metro
 R = Ohms/metro
 $\Delta x = x_2 - x_1$

Figura 2.2.2 – Circuito elementar de uma linha de transmissão, a parâmetros distribuídos.

Fonte: D'Ajuz et al.(1987).

As equações gerais da linha de transmissão para propagação de ondas de tensão e corrente (D'AJUZ et al., 1987) são apresentadas nas equações 2.2.3 e 2.2.4.

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = RGV + (LG + RC) \frac{\partial V}{\partial t} + LC \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \quad (2.2.3)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = RGI + (LG + RC) \frac{\partial I}{\partial t} + LC \frac{\partial^2 I}{\partial t^2} \quad (2.2.4)$$

As duas equações gerais são semelhantes e ambas são dependentes dos parâmetros da linha de transmissão.

Considerando a linha de transmissão sem perdas ($R=G=0$), a semelhança permanece, conforme apresentado nas equações 2.2.5 e 2.2.6.

$$\frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \quad (2.2.5)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 I}{\partial t^2} \quad (2.2.6)$$

As equações na forma simplificada em 2.2.5 e 2.2.6 representam ondas de tensão e correntes viajantes na linha de transmissão na direção de x . Os valores de tensão e corrente variam tanto em relação ao deslocamento x quanto em relação ao tempo t .

A solução das equações diferenciais apresentadas é mais facilmente resolvida utilizando a transformada de Laplace. Dessa forma, as equações da linha de transmissão sem perdas podem ser reescritas no domínio da frequência complexa " s ", de acordo com as equações 2.2.7 e 2.2.8.

$$V(x, s) = A(s)e^{-s\sqrt{LC}x} + B(s)e^{s\sqrt{LC}x} \quad (2.2.7)$$

$$I(x, s) = \frac{A(s)}{Z_I} e^{-s\sqrt{LC}x} - \frac{B(s)}{Z_I} e^{s\sqrt{LC}x} \quad (2.2.8)$$

As equações na forma de Laplace facilitam o entendimento de ondas viajantes em linhas de transmissão, pois se infere que uma onda em uma linha de transmissão pode ser decomposta em uma onda viajando no sentido positivo de x (incidente) e uma onda viajando no sentido negativo de x . A onda de corrente é dependente da impedância de surto Z_I que é definida a seguir.

Uma observação importante é com relação aos sinais da onda de corrente e tensão. No deslocamento positivo os sinais são iguais. Já no deslocamento negativo o sinal da onda de corrente é invertido em relação ao sinal da onda de tensão.

A impedância de surto é a relação entre tensão e corrente de uma onda viajante na linha de transmissão sem perdas ($R=G=0$). Nesse caso, somente haverá oscilações de energia entre indutância e capacitância da linha de transmissão. Quando essas energias se tornam iguais, então a linha de transmissão está operando com carregamento igual ao oferecido pela impedância de surto. A impedância de surto, em Ω , pode então ser calculada igualando as equações de energia nos elementos indutância e capacitância, conforme mostrado em 2.2.9.

$$\frac{1}{2}LI^2 = \frac{1}{2}CV^2 \rightarrow Z_I = \frac{V}{I} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.2.9)$$

A velocidade de propagação v_p em m/s e tempo de propagação t em s, para uma linha sem perdas, são obtidos de acordo com 2.2.10 e 2.2.11.

$$v_p = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.2.10)$$

$$t = \sqrt{LC} \quad (2.2.11)$$

Uma linha de transmissão com impedância de surto Z_I é conectada a diversos outros pontos em uma rede do sistema de potência. E cada ponto também possui uma impedância de surto diferente associada a ele. A linha de transmissão contém pontos de descontinuidade e quando a onda viajante passa por estes, equivale a atravessar de um meio com impedância de surto Z_I , para outro meio com impedância de surto Z_k . Nesse caso a teoria de refração e reflexão de ondas, aplicada na física, também é utilizada para determinar o comportamento em linhas de transmissão. A figura 2.2.3 apresenta esse comportamento associado com as variáveis de tensão e corrente.

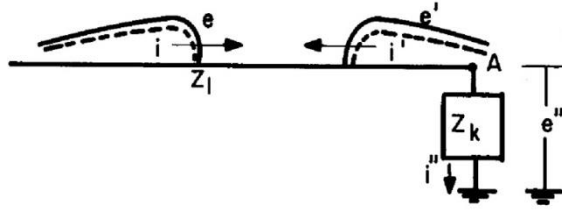


Figura 2.2.3 – Ondas refletidas e refratadas no ponto de descontinuidade A.
Fonte: Hileman (1999).

As equações 2.2.12, 2.2.13, 2.2.14 e 2.2.15 apresentam o coeficiente de refração de tensão, coeficiente de reflexão de tensão, coeficiente de refração de corrente e coeficiente de reflexão de corrente, respectivamente, nos valores entre colchetes (HILEMAN, 1999).

$$e'' = \left[\frac{2Z_k}{Z_I + Z_k} \right] e \quad (2.2.12)$$

$$e' = \left[\frac{Z_k - Z_I}{Z_I + Z_k} \right] e \quad (2.2.13)$$

$$i'' = \left[\frac{2Z_I}{Z_I + Z_k} \right] i \quad (2.2.14)$$

$$i' = \left[\frac{Z_k - Z_I}{Z_I + Z_k} \right] i \quad (2.2.15)$$

Sendo:

e = onda de tensão incidente;

i = onda de corrente incidente;

e' = onda de tensão refletida;

e'' = onda de tensão refratada;

i' = onda de corrente refletida;

i'' = onda de corrente refratada;

Z_I = impedância de surto da linha de transmissão;

Z_k = impedância de surto no ponto de descontinuidade A.

Para uma linha terminada em curto-circuito, tem-se $Z_k = 0$. Desse modo a tensão refratada $e'' = 0$, a tensão refletida $e' = -e$, a corrente refratada $i'' = 2i$ e a corrente refletida $i' = -i$.

Para uma linha terminada em circuito aberto (linha a vazio), tem-se $Z_k = \infty$. Portanto, a tensão refratada $e'' = 2e$, a tensão refletida $e' = e$, a corrente refratada $i'' = 0$ e a corrente refletida $i' = i$.

Para uma linha contendo um ponto de descontinuidade com valor de impedância de surto de mesmo valor, tem-se $Z_k = Z_l$, e nessa situação chama-se de casamento de impedância e toda a onda de tensão e corrente incidente é refratada (transmitida), não havendo parcela de reflexão.

O conceito de impedância de surto está associado à linha de transmissão sem perdas. Essa abordagem é usada para simplificar o entendimento de ondas viajantes e serve como uma aproximação dos fenômenos reais. Fisicamente, resistências série e condutâncias shunts das linhas de transmissão existem e são usadas para modelagem em estudos de transitórios de alta frequência, portanto devem ser consideradas. As resistências são responsáveis por amortecimentos de ondas incidentes, devido a perdas pelo efeito Joule típicas desses elementos. Além disso, existe um deslocamento de fase da onda no terminal receptor da linha em relação à onda no terminal emissor da linha. Essas considerações levam a outras duas importantes variáveis da linha de transmissão, que são a impedância característica e a constante de propagação. Ambas dependem da impedância série e da admitância shunt da linha de transmissão. Observando a figura 2.2.2, a impedância série é composta pela resistência e indutância série da linha e a admitância shunt é composta pela condutância e capacitância shunt.

A impedância característica e constante de propagação pode ser determinada conforme equação 2.2.16 e 2.2.17.

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_{serie}}{Y_{shunt}}} = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} \quad (2.2.16)$$

$$\gamma = \sqrt{Z_{serie} Y_{shunt}} = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)} \quad (2.2.17)$$

Sendo:

Z_c = impedância característica da linha de transmissão, em Ω ;

γ = constante de propagação, em 1/m.

Facilmente pode ser observada que para uma linha sem perdas ($R = G = 0$), a impedância característica se torna a impedância de surto, apresentado anteriormente em 2.2.9.

A constante de propagação é dividida em constante de atenuação e constante de fase, conforme equação 2.2.18.

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (2.2.18)$$

Sendo:

α = constante de atenuação;

β = constante de fase.

A impedância característica e a constante de propagação são utilizadas para modelar linhas com parâmetros distribuídos ao longo do seu comprimento. O uso desses valores remete à teoria de ondas viajantes que é usada em estudos de transitórios eletromagnéticos. Esses valores podem ser alterados caso a tensão na linha de transmissão ultrapasse o limiar do efeito corona. Essas alterações das ondas viajantes devido ao efeito corona são apresentadas na seção 2.4. A forma de determinação dos parâmetros que compõem a impedância característica e constante de propagação é apresentada no Capítulo 3.

Quando uma linha de transmissão possui cabo de blindagem, apenas no caso de falha de blindagem uma descarga atmosférica pode atingir os condutores da linha de transmissão. Esse fenômeno é apresentado na seção a seguir.

2.3 FALHA DE BLINDAGEM

O objetivo de uma blindagem contra descargas atmosféricas em uma instalação, sendo esta uma linha de transmissão ou uma subestação, é evitar que descargas atmosféricas de alta intensidade atinjam os seus condutores de fase. No caso de subestações, são comumente usados cabos de blindagem em todos os pórticos da subestação, ao longo da extensão da subestação, de forma longitudinal e transversal. Dessa forma, a região de atração da descarga atmosférica (explicado a seguir) se torna quase zero para os cabos condutores da subestação. Por esse motivo, em estudos de coordenação de isolamento não se considera a possibilidade de falha de blindagem em subestações, pois a probabilidade de uma descarga atmosférica atingir um cabo condutor da subestação é muito baixa. Somente são consideradas falhas de

blindagem em linhas de transmissão. Para a determinação da intensidade de corrente que provoque falha de blindagem, ou seja, que a descarga incida diretamente no cabo condutor faz-se uso do modelo eletrogeométrico que foi criado primeiramente por Armstrong & Whitehead em 1969 (ARMSTRONG; WHITEHEAD, 1969). O modelo eletrogeométrico pode ser entendido observando a figura 2.3.1.

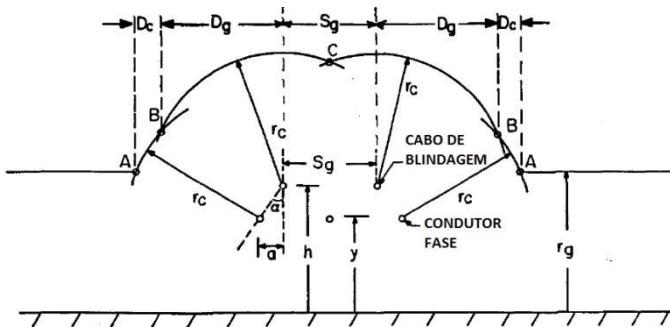


Figura 2.3.1 – Modelo eletrogeométrico.

Fonte: Hileman (1999).

Sendo:

h = altura do cabo de blindagem na torre, em relação ao solo, em m;

y = altura do condutor fase, em relação ao solo, em m;

a = distância horizontal entre condutor fase e cabo de blindagem, em m;

α = ângulo de blindagem, nesse caso, ângulo positivo, em radianos;

r_c = distância de atração para o cabo (condutor e blindagem), em m;

r_g = distância de atração para o solo, em m;

S_g = distância horizontal entre os cabos de blindagem, em m;

D_g = distância horizontal entre cabo de blindagem e ponto B, em m;

D_c = distância horizontal entre ponto A e B, em m.

Os pontos A, B e C da figura 2.3.1 são formados pela intersecção dos arcos oriundos de r_c . Se uma descarga atmosférica atingir a região entre os pontos A e B, os cabos condutores serão atingidos por essa descarga (falha de blindagem).

O objetivo de um bom projeto de blindagem de linhas de transmissão é garantir que a distância D_c seja mínima. Dessa forma, diminui-se a probabilidade de falha de blindagem ou permitem-se somente falhas com intensidades baixas de correntes de descarga atmosférica que não prejudiquem o isolamento da linha de transmissão e subestação. A descarga atingindo diretamente o cabo condutor viaja em direção à subestação. Por esse motivo, cuidados extras deverão ser tomados no projeto da blindagem de uma linha de transmissão, para garantir um bom funcionamento do sistema, diminuindo as chances de ocorrer alguma ruptura de isolamento, principalmente em algum equipamento da subestação.

O modelo eletrogeométrico, apesar de usado para o projeto de blindagem em linhas de transmissão, possui uma limitação. Normalmente para esses modelos, somente descargas verticais são consideradas, ou seja, descargas com ângulo perpendicular (90°) a linha de transmissão; isso na prática não é verdade (HILEMAN, 1999).

Wagner em 1961 (WAGNER; HILEMAN, 1961), em seus estudos, determinou uma equação para a distância de atração, a qual é dependente da intensidade de corrente da descarga atmosférica, apresentada na equação 2.3.1.

$$r = AI^b \quad (2.3.1)$$

Sendo:

r = raio de atração, em m;

A e b = constantes que variam de acordo com o modelo(vide tabela 2.3.1);

I = intensidade de corrente da descarga atmosférica, em kA.

Da equação 2.3.1, determina-se uma intensidade de corrente para uma dada distância de atração, apresentada em 2.3.2.

$$I = \left(\frac{r}{A}\right)^{1/b} \quad (2.3.2)$$

Conforme já comentado, o objetivo é reduzir o valor de D_c a zero, para que todas as descargas atmosféricas acima de determinado valor de corrente (normalmente bem baixas) atinjam somente o solo ou o cabo de

blindagem. Para determinar quando isso acontece, calcula-se a distância de atração máxima para o solo, de acordo com a equação 2.3.3.

$$r_{gm} = \frac{(h + y) / 2}{1 - \gamma \sin(\alpha)} \quad (2.3.3)$$

Todos os parâmetros necessários para essa equação são obtidos da geometria da linha de transmissão (vide figura 2.3.1), sendo o valor de $\gamma = r_c / r_g$. Aplicando o raio de atração máximo na equação 2.3.2, determina-se então a intensidade de corrente máxima onde haverá falha de blindagem. Descargas atmosféricas com valores acima dessa intensidade máxima sempre atingirão ou o solo ou o cabo de blindagem. Normalmente essa corrente de intensidade máxima é usada em estudos de coordenação de isolamento, pois produzem os maiores valores de sobretensão provenientes de falha de blindagem.

Diversos pesquisadores ao redor do mundo se dedicaram a estudar as distâncias de atração e obtiveram diferentes parâmetros para as constantes A e b da equação 2.3.1. Esses parâmetros diferem para distâncias de atração para o cabo r_c e distância de atração para o solo r_g . Em alguns casos, a altura h do cabo de blindagem em relação ao solo alteram as distâncias de atração. Em outros casos, quem altera é a altura y do cabo condutor em relação ao solo.

Um extrato das equações desenvolvidas por pesquisadores é apresentado na tabela 2.3.1.

Tabela 2.3.1 – Expressões para distância de atração.

Expressões para distância de atração - $r = Al^b$				
Fonte	r_g		r_c	
	A	b	A	b
Wagner (WAGNER; HILEMAN, 1961)	14,2	0,42	14,2	0,42
Young (YOUNG; CLAYTON; HILEMAN, 1951)	27,0	0,32	γr_g^e	0,32
Armstrong & Whitehead (ARMSTRONG; WHITEHEAD, 1969)	6,0	0,80	6,7	0,80
Brown & Whitehead (BROWN; WHITEHEAD, 1969)	6,4	0,75	7,1	0,75
Love (LOVE, 1973)	10,0	0,65	10,0	0,65
Anderson e IEEE-1984 (ANDERSON, 1982) e (IEEE WG, 1985)	βr_c^a	0,65	8,0	0,65
IEEE-1991 T&D Committee	βr_c^b	0,65	8,0	0,65
IEEE-1992 T&D Committee (IEEE WG, 1993)	βr_c^c	0,65	10,0	0,65
Mousa e IEEE-1995 Substations Com. ^d (MOUSA; SRIVASTAVA, 1988) e (IEEE Std. 998, 1996)	8,0	0,65	8,0	0,65
Eriksson (ERIKSSON, 1987)	$r_s = 0,67h^{0,6}l^{0,74}$		$r_c = 0,67\gamma^{0,6}l^{0,74}$	

^a $\beta = 0,64$ para linha de ultra-alta tensão, 0,80 para linhas de extra-alta tensão e 1,0 para as demais.

^b $\beta = 22/\gamma$, $0,6 < \beta < 0,9$.

^c $\beta = 0,36 + 0,17\ln(43 - h)$, se $h > 40m$, então $h = 40m$.

^d Para mastros, Mousa usa $A = 8,8$.

^e $\gamma = 444/(462 - h)$, para $h > 18m$, $\gamma = 1$, para $h < 18m$.

Fonte: Hileman (1999).

Descargas atmosféricas atingindo diretamente os cabos condutores (falha de blindagem) podem romper a isolamento de cadeias de isoladores pela ultrapassagem de sua suportabilidade. Nesse caso haverá uma descarga (*flashover*) do cabo condutor para a torre de transmissão. Quando ocorre o processo inverso, ou seja, descarga da torre de transmissão para o cabo condutor, ocorre um fenômeno chamado de *backflashover*. Esse fenômeno é apresentado na seção a seguir.

2.4 BACKFLASHOVER

Como apresentado anteriormente, a probabilidade de falha de blindagem é muito baixa, pois somente descargas atmosféricas de baixa intensidade atingem os cabos condutores, devido principalmente ao bom projeto de blindagem minimizando a área de atração para os cabos condutores (D_c - vide figura 2.3.1). O desempenho de uma linha de transmissão é verificado através da taxa de rupturas por km² por ano.

Esse desempenho leva em consideração a natureza aleatória dos parâmetros que envolvem o isolamento da linha de transmissão, para enfim determinar a probabilidade total de ruptura do isolamento da linha de transmissão. Essa probabilidade total é a soma da probabilidade de ruptura devido à falha de blindagem com a probabilidade de ruptura devido a *backflashover*. Em geral, as taxas de falha são regidas pela probabilidade de ocorrer *backflashover*. As maiorias das descargas atmosféricas acabam incidindo no solo, e uma porção também considerável atinge os cabos de blindagem e as torres de transmissão. Apenas uma pequena parcela atinge os cabos condutores. Dessa forma, a análise de *backflashover* é essencial para estimar se a linha poderá apresentar problemas no seu isolamento.

Quando a descarga atinge a torre de transmissão, ou mesmo o cabo de blindagem, o potencial da torre aumenta. Se a diferença de potencial entre a torre e o cabo condutor ultrapassar a suportabilidade da cadeia de isoladores da linha, tem-se o fenômeno de *backflashover* (descargas da torre para o cabo condutor).

Portanto o objetivo é determinar a tensão submetida aos isoladores para uma descarga atmosférica incidindo no sistema de blindagem da linha de transmissão.

A figura 2.4.1 identifica os principais parâmetros que influenciam na determinação do *backflashover*.

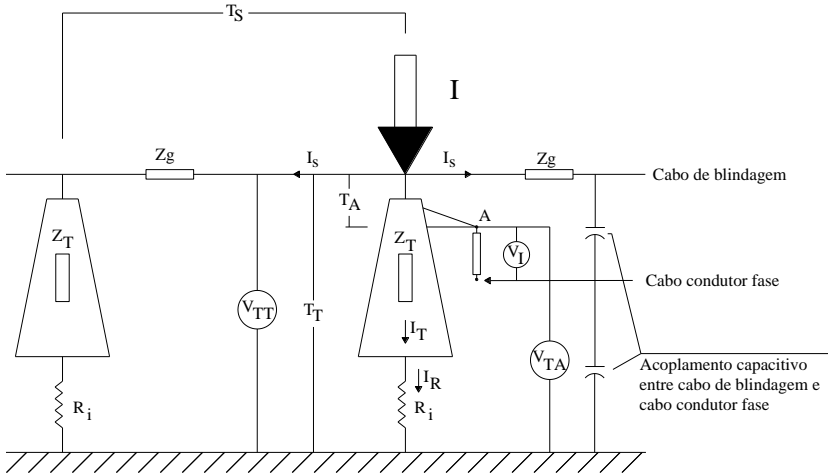


Figura 2.4.1 – Parâmetros necessários para determinação de *backflashover*.

Fonte: Anderson (1982).

As equações que regem todos os parâmetros são apresentadas em 2.4.1 até 2.4.16 (HILEMAN, 1999).

$$V_{TT} = (K_{sp} K_{TT}) I \quad (2.4.1)$$

$$V_{TA} = (K_{sp} K_{TA}) I \quad (2.4.2)$$

$$V_F = R_e I \quad (2.4.3)$$

$$I_R = \frac{R_e}{R_i} I \quad (2.4.4)$$

$$V_I = V_{TA} - C V_{TT} \quad (2.4.5)$$

$$K_{TT} = R_e + \alpha_T Z_T \frac{T_T}{t_f} \quad (2.4.6)$$

$$K_{TA} = R_e + \alpha_T Z_T \frac{T_A}{t_f} \quad (2.4.7)$$

$$K_{sp} = 1 - \alpha_R(1 - \alpha_T) \left[\left(1 - 2 \frac{T_S}{t_f} \right) + \alpha_R \alpha_T \left(1 - 4 \frac{T_S}{t_f} \right) + (\alpha_R \alpha_T)^2 \left(1 - 6 \frac{T_S}{t_f} \right) + \dots \right] \quad (2.4.8)$$

$$R_e = \frac{Z_g R_i}{Z_g + 2R_i} \quad (2.4.9)$$

$$\alpha_T = \frac{Z_T - R_i}{Z_T + R_i} \approx \frac{Z_g - 2R_i}{Z_g + 2R_i} \quad (2.4.10)$$

$$\alpha_R = \frac{Z_g}{Z_g + 2R_i} \quad (2.4.11)$$

$$\tau = \frac{Z_g}{R_i} T_S \quad (2.4.12)$$

$$e_{TT} = V_F e^{-(t-t_f)/\tau} \quad (2.4.13)$$

$$C = C_0 \sqrt{1 + \frac{\Delta C}{C_n}} \quad (2.4.14)$$

$$C_0 = \frac{Z_m}{Z_g} \quad (2.4.15)$$

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{I_R/I_g}} \quad (2.4.16)$$

Sendo:

t_f = tempo de crista da corrente de descarga, em μs ;

C = fator de acoplamento considerando efeito corona;

C_0 = fator de acoplamento abaixo do nível corona;

ΔC = incremento de capacitância devido efeito corona, em Farad;

C_n = capacitância do cabo n abaixo do nível corona, em Farad;

Z_g = impedância de surto do cabo de blindagem, em Ω ;

Z_m = impedância de surto mútua entre cabo de blindagem e cabo condutor, em Ω ;

Z_T = impedância de surto da torre, em Ω ;

T_T = tempo de viagem na torre, em μs ;

T_A = tempo de viagem até um ponto A pré-determinado (mísula), em μs ;

T_S = tempo de viagem da torre adjacente até a torre atingida, μs ;

I = corrente de descarga, em kA;

I_R = corrente através da resistência de pé de torre da torre atingida, em kA;

I_S = corrente através do cabo de blindagem da torre atingida, em kA;

I_T = corrente através da impedância de surto da torre atingida, em kA;

I_g = corrente que provoca ionização do solo, em kA;

R_0 = resistência de pé de torre a baixas correntes ou resistência medida, em Ω ;

R_i = resistência de pé de torre a altas correntes ou resistência de impulso, em Ω ;

τ = tempo de cauda da tensão no topo da torre, em μs ;

V_{TT} = tensão no topo da torre, em kV;

V_{TA} = tensão no ponto A da torre (mísula), em kV;

V_l = tensão sob o isolador da linha, em kV;

V_F = tensão final da torre após as reflexões; em kV;

α_T = coeficiente de reflexão na torre;

α_R = coeficiente de reflexão na resistência de pé de torre;

e_{TT} = tensão de cauda no topo da torre, em kV.

As variáveis apresentadas nestas equações podem ser calculadas de forma analítica com boa precisão para efeitos de comparação com simulações em programa digital (para uma fase). De acordo com o apresentado no Capítulo 3, para determinação do *backflashover* em programa digital, são utilizadas curvas tensão *versus* tempo, que dependem do comprimento da cadeia de isoladores. A determinação da tensão V_l que fica submetida à cadeia de isoladores é o objetivo principal desse conjunto de equações. É através do valor da tensão V_l que a determinação da ruptura da suportabilidade da cadeia de isoladores pode ser avaliada, e consequentemente a ocorrência de *backflashover*. Se o valor de V_l ultrapassar a suportabilidade da cadeia de isoladores, o *backflashover* está estabelecido.

Essas equações consideram que as descargas atmosféricas atingem a torre de transmissão. Isso caracteriza o caso mais pessimista, pois descargas no cabo de blindagem no intervalo entre as torres podem afetar a tensão no topo da torre V_{TT} . Essa tensão é na verdade diminuída através das quedas (por efeito Joule) entre o trecho atingido e a torre e reflexões de torres adjacentes (HILEMAN, 1999).

O fator de acoplamento C tem um papel importante na determinação da tensão sobre a cadeia de isoladores V_I , pois quando ocorre uma ultrapassagem do gradiente de tensão que provoca efeito corona, o valor de crista da tensão sobre a cadeia de isoladores é atenuado. Isso acontece porque a impedância de surto do cabo de blindagem diminui, uma vez que as microdescargas ao redor do condutor (devido ao efeito corona) produz efeito equivalente ao aumento no seu raio, fazendo com que haja um acréscimo na capacitância do cabo para a terra. Além disso, na situação acima do limiar do efeito corona, uma distorção também é percebida, que é provocada pelo aumento do tempo de propagação (ou diminuição da velocidade de propagação) da onda pelo cabo, também ocasionado pelo aumento da capacitância para a terra (HILEMAN, 1999).

O efeito corona é indesejável em uma linha de transmissão pela geração de ruído audível e de rádio interferência. Além disso, é nocivo para a operação normal do cabo de blindagem, pois diminui sua vida útil ocasionada pela liberação do gás ozônio através das microdescargas no ar, o que pode ocasionar oxidação nos cabos de blindagem (ANDERSON, 1982). Mas do ponto de vista do *backflashover*, o efeito corona é vantajoso para o isolamento da linha de transmissão (cadeia de isoladores), pela atenuação devida à perda de energia e também pela distorção que acaba aumentando o tempo de crista (declividade). Nesse trabalho, o efeito corona não é considerado nas simulações justamente pelo fato dos resultados esperados serem otimistas.

Algumas correções devem ser feitas nas equações quando se consideram linhas trifásicas. O acoplamento capacitivo mútuo entre as fases determina a tensão sobre a cadeia de isoladores. A tensão nominal em 60 Hz também é importante nessa determinação, além do instante de incidência da descarga atmosférica. Essas correções são apresentadas nas equações 2.4.17 até 2.4.19 (HILEMAN, 1999).

$$V_{IA} = (K_{TA} - C_A K_{TT}) K_{SP} I + V_{LN} \text{sen}(\omega t) \quad (2.4.17)$$

$$V_{IB} = (K_{TB} - C_B K_{TT}) K_{SP} I + V_{LN} \text{sen}(\omega t - 120^\circ) \quad (2.4.18)$$

$$V_{IC} = (K_{TC} - C_C K_{TT}) K_{SP} I + V_{LN} \sin(\omega t + 120^\circ) \quad (2.4.19)$$

Sendo:

V_{IA} = tensão sob a cadeia de isoladores da fase A, em kV;

V_{IB} = tensão sob a cadeia de isoladores da fase B, em kV;

V_{IC} = tensão sob a cadeia de isoladores da fase C, em kV;

V_{LN} = tensão nominal da linha de transmissão (60 Hz), em kV.

As constantes K_{TA} , K_{TB} , K_{TC} e os fatores de acoplamento capacitivo para cada fase são calculados de maneira análoga à já apresentada. O tempo de crista t_f (ou tempo de frente), que depende da descarga atmosférica, também é muito importante na determinação da suportabilidade da cadeia de isoladores. Quanto mais baixo for o seu valor, maior será a tensão submetida à cadeia e consequentemente maior será a probabilidade de *backflashover*.

A resistência de pé de torre é sem dúvida a variável mais importante no desempenho da linha de transmissão, juntamente com o próprio sistema de blindagem. É através do sistema de aterramento da torre que a descarga atmosférica sofrerá reflexões negativas (para valores baixos de resistência) e contribuirão para o amortecimento da tensão sob a cadeia de isoladores (vide equação 2.2.13). Dessa forma, é notório que quanto menor for a resistência de pé de torre, menor será a probabilidade de *backflashover*. No Capítulo 3 são dados mais detalhes sobre essa variável.

O surto ou sobretensão atmosférica que trafega em direção à subestação sofre atenuações em seu caminho, principalmente se o *backflashover* ocorreu em vãos bem distantes da subestação. Isso se deve ao fato de o efeito corona ser mais pronunciado e também oriundo das resistências distribuídas pelo percurso do ponto atingido até a subestação. Rupturas de cadeias de isoladores nos vãos mais próximos à subestação são mais prejudiciais. Nesse trabalho consideram-se somente torres dos vãos mais próximos à subestação sendo atingidas por descargas atmosféricas, por ser mais conservador.

Na próxima seção é apresentado como acontece uma descarga atmosférica e como os parâmetros que a envolvem são relacionados entre si.

2.5 MECANISMO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

As descargas atmosféricas são um assunto amplamente investigado, mas alguns comportamentos não são ainda totalmente entendidos. O isolamento de equipamentos de sistemas de potência deve resistir às sobretensões oriundas de descargas atmosféricas. Essa suportabilidade, como já citado, depende da natureza estatística da descarga atmosférica.

Os estudos de descargas atmosféricas começaram a ser realizados em 1740 por Benjamin Franklin após vários relatos de mortes em igrejas e estruturas altas. Os experimentos feitos por Franklin em 1746 a 1752 deram origem à haste de Franklin que foi concebida como o estado da arte da proteção a descargas atmosféricas até meados do século 18 (começo de 1900) (HILEMAN, 1999).

O conhecimento sobre o mecanismo de desenvolvimento da descarga atmosférica é de fundamental importância para entender os parâmetros que as caracterizam. As descargas atmosféricas provêm de nuvens carregadas. Essas nuvens possuem cargas negativas na sua base e cargas positivas no seu topo. A distribuição de cargas em uma nuvem pode ser vista na figura 2.5.1.

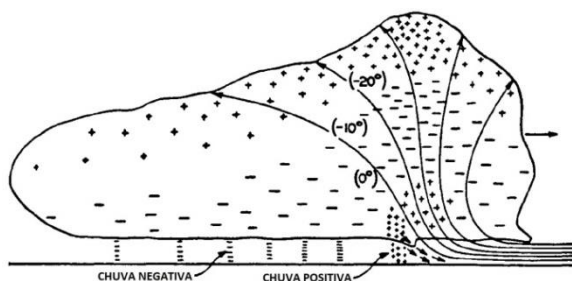


Figura 2.5.1 – Distribuição de cargas em uma nuvem carregada.

Fonte: Hileman (1999).

Pequenas porções de cargas positivas também ocorrem na base, provocando uma diferença de potencial e ocasionando descargas internas na nuvem. Com o aumento de carga na nuvem, a diferença de potencial da nuvem e da terra também aumenta, e isso faz com que se comece a romper a isolação do ar (HILEMAN, 1999).

O primeiro líder é formado em passo de $50\mu\text{s}$ (tempo de propagação), em uma velocidade de 0,1% da velocidade da luz. Outros caminhos são formados por outros líderes e rompem a isolação do ar.

Cada caminho ou passo dado pelo líder geram correntes em torno de 50 a 200 A (HILEMAN, 1999). Um caminho adicional é criado também da terra em direção à nuvem, desse modo começa a se formar o caminho para a descarga atmosférica propriamente dita. Quando esses caminhos se encontram, então é gerado o líder principal que é a primeira descarga atmosférica que passa através do canal que liga a nuvem carregada a terra. Essa primeira descarga viaja a uma velocidade de 10 a 30% da velocidade da luz e gera no canal uma variação de temperatura na ordem de 50000°F que é em torno de cinco vezes a temperatura da superfície do sol (HILEMAN, 1999). Esse aquecimento brusco gera ondas de choque que emitem um forte ruído, denominado de trovão. O comprimento total do canal pode chegar, em média, a 5 ou 6 km. A primeira corrente de descarga pode exceder 200 kA, sendo que a média é 30 kA (segundo dados de Berger) (BERGER; ANDERSON; KRONINGER, 1975). Esse processo de formação do primeiro líder e da primeira descarga propriamente dita é apresentado na figura 2.5.2.

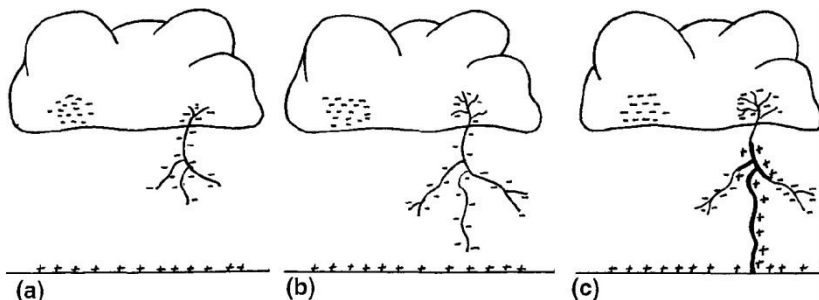


Figura 2.5 2 – A primeira descarga. (a) Primeiro passo do líder. (b) O primeiro líder caminha em direção ao solo. (c) Formação do canal para a descarga atmosférica.

Fonte: Hileman (1999).

Após formação do primeiro canal, um novo líder começa a se formar pelo canal ionizado. Esse líder viaja a uma velocidade em torno de 1% da velocidade da luz, que é 10 vezes maior que a velocidade do líder principal (HILEMAN, 1999). Dessa forma quando a cabeça do líder se aproxima da terra, um novo canal através do mesmo caminho ionizado anteriormente é formado e existe uma segunda descarga atmosférica (subsequente) atingindo a terra com uma corrente menor que a descarga principal (em torno de 40%) (HILEMAN, 1999). O fenômeno completo da descarga atmosférica (*flash*) pode conter várias descargas subsequentes (*strokes*). Já foram registradas 54 descargas

subsequentes sendo que a média é de três descargas subsequentes por *flash*. O tempo entre cada descarga subsequente varia entre 10 a 100ms (HILEMAN, 1999).

Existem ao todo, sete tipos de descargas atmosféricas (*flashes*), e cada uma delas possui uma característica, e os parâmetros que as envolvem mudam consideravelmente (COORAY, 2010). Para avaliar um sistema de potência sob o efeito de descargas atmosféricas, somente quatro tipos de descargas são importantes, que são as descargas entre nuvem e a terra. A figura 2.5.3 apresenta os diferentes tipos de descargas atmosféricas que podem ocorrer.

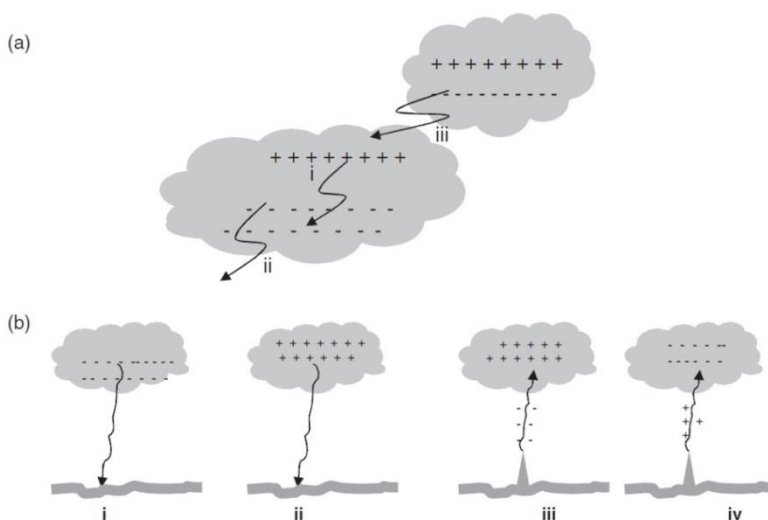


Figura 2.5.3 – Tipo de descargas atmosféricas. (a) nas nuvens: (i) descargas internas na nuvem; (ii) descargas no ar; (iii) descarga entre nuvens. (b) entre nuvem e solo: (i) descargas descendentes com polaridade negativa; (ii) descargas descendentes com polaridade positiva; (iii) descargas ascendentes com polaridade negativa; (iv) descargas ascendentes com polaridade positiva.

Fonte: Cooray (2010).

Somente quatro tipos de descargas atmosféricas (*flashes*) entre nuvem e solo são importantes (COORAY, 2010) e (HILEMAN, 1999):

- Flash descendente de polaridade negativa: Acontece em torno de 85 a 95% das vezes em estruturas menores que 100m, como por exemplo, linhas de transmissão. O seu valor médio é em torno de 30 kA;

- Flash ascendente de polaridade negativa: Acontece em estruturas muito altas, como por exemplo, o Empire State em Nova Iorque. O seu valor médio é em torno de 25 kA;
- Flash descendente de polaridade positiva que também é chamado de Super Flash: Acontece em 5 a 15% dos casos, muito comuns caírem sobre os oceanos e muito comuns em temporadas de inverno. A corrente é de 1,2 a 2,2 vezes maiores que a corrente para polaridade negativa descendente. Os tempos de crista e cauda são bem maiores e se caracterizam por uma única descarga (*stroke*);
- Flash ascendente de polaridade positiva: Não houve registros por Berger.

Naturalmente a polaridade da corrente de descarga que penetra na linha de transmissão depende da polaridade do *flash*. Foi apresentado na seção 2.1 que a suportabilidade para polaridade positiva é menor, e isso afeta a probabilidade de ocorrência de *backflashovers*.

As descargas atmosféricas possuem alguns parâmetros que as classificam entre si. Alguns desses parâmetros podem ser correlacionados estatisticamente. A maioria são parâmetros da própria descarga atmosférica (HILEMAN, 1999), a saber:

- A crista da corrente de descarga principal e as subsequentes;
- A forma de onda dessas correntes;
- O número de descargas subsequentes (*strokes*) por descarga principal (*flash*);
- Densidade de descargas atmosférica na terra, descargas por km²/ano.

Os três primeiros parâmetros são oriundos das estatísticas retiradas das medições realizadas por Berger (BERGER; ANDERSON; KRONINGER, 1975) em seus mastros de 70 e 80 metros de altura instalados no monte San Salvatore na Suíça. O monte fica a 650 metros do nível do Lago Lugano. Foram coletados 1196 *flashes* e atualmente ainda constituem a maior base de dados disponível sobre descargas atmosféricas (HILEMAN, 1999). Os dados que foram gerados a partir das medições de Berger são representados estatisticamente por uma distribuição lognormal com mediana e desvio padrão.

As variáveis principais da descarga atmosférica são: tempos que compõem a frente de onda, a declividade até a crista (kA/s), o valor da

crista em kA (para inicial e final), a quantidade de carga, o tempo de cauda, o intervalo entre descargas subsequentes e duração total do flash.

Algumas dessas variáveis são correlacionadas (HILEMAN, 1999) e visualizadas pela figura 2.5.4, que apresenta a forma de onda da descarga atmosférica.

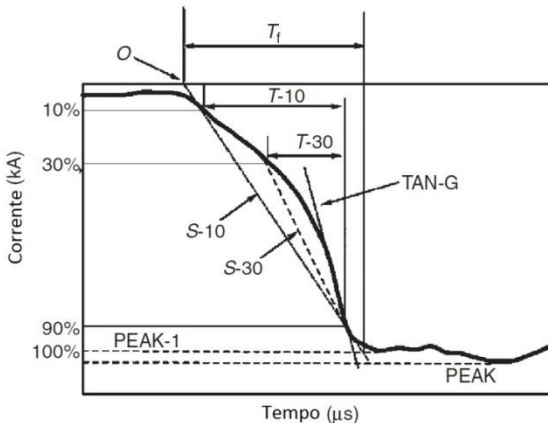


Figura 2.5.4 – Parâmetros da corrente de descarga atmosférica de polaridade negativa (crista).

Fonte: Takami e Okabe (2007).

Sendo:

PEAK-1 = amplitude máxima do primeiro pico, em kA;

PEAK = a mais alta corrente de pico, em kA;

T_f = tempo de frente, em μs ;

$T-10$ = tempo entre 10% e 90% do valor de pico da primeira crista (*PEAK-1*), em μs ;

$T-30$ = tempo entre 30% e 90% do valor de pico da primeira crista (*PEAK-1*), em μs ;

T_f = duração da descarga atmosférica ou tempo de cauda, tempo entre o valor virtual 0 e valor que corresponde a 50% do valor do pico máximo (*PEAK*) na cauda, em μs ;

$TAN-G$ = máxima taxa de crescimento ou declividade, em kA/ μs ;

$S-10$ = taxa média de crescimento entre 10% e 90% do valor de pico da primeira crista (*PEAK-1*), em kA/ μs ;

$S-30$ = taxa média de crescimento entre 30% e 90% do valor de pico da primeira crista (*PEAK-1*), em kA/ μs .

Os valores estatísticos das medições de Berger para as variáveis apresentadas na figura 2.5.4 são observados na tabela 2.5.1.

Tabela 2.5.1– Dados de Berger.

Parâmetro	Número de Amostras	Porcentagem dos casos excedendo os valores tabulados		
		95%	50%	5%
PEAK (kA)				
Negativa	101	14	30	80
Negativa Subsequente	35	4,6	12	30
Positiva	26	4,6	35	250
T _r (μs)				
Negativa	89	1,8	5,5	18
Negativa Subsequente	118	0,22	1,1	4,5
Positiva	19	3,5	22	200
TAN-G (kA/μs)				
Negativa	92	5,5	12	32
Negativa Subsequente	122	12	40	120
Positiva	21	0,2	2,4	32
T _i (μs)				
Negativa	90	30	75	200
Negativa Subsequente	115	6,5	32	140
Positiva	16	25	230	2000

Fonte: Cooray (2010).

Alguns pesquisadores ao redor do mundo, com locais para medições de descargas atmosféricas, realizaram medições e publicaram seus resultados, como Garbagnati e Piparo (GARBAGNATI; PIPARO, 1982) no norte da Itália, Eriksson et al. (ERIKSSON; GELDENHUYS; BOURN, 1989) na África do Sul, Takami e Okabe (TAKAMI; OKABE, 2007) no Japão.

Aqui no Brasil, pesquisadores da Universidade Federal de Minas Gerais coletaram dados na estação de medição localizada no Morro do Cachimbo, em Minas Gerais. Essas medições foram publicadas por Visacro et al. (VISACRO et al., 2004) e são apresentadas na tabela 2.5.2. Somente descargas com polaridade negativa foram observadas.

Tabela 2.5.2– Dados obtidos na estação de medição do Morro do Cachimbo.

Parâmetro	Número de Amostras	Porcentagem dos casos excedendo os valores tabulados		
		5%	50%	95%
PEAK-1 (kA)				
Negativa	31	73	40	22
PEAK (kA)				
Negativa	31	85	45	24
Negativa Subsequente	59	7,0	16,3	37,7
T-10 (µs)				
Negativa	31	3,1	5,6	9,9
Negativa Subsequente	59	0,2	0,7	2,3
T-30 (µs)				
Negativa	31	1,4	2,9	5,9
Negativa Subsequente	59	0,12	0,4	1,2
S-10 (µs)				
Negativa	31	3,5	5,8	9,6
Negativa Subsequente	59	5,6	18,7	62,7
S-30 (µs)				
Negativa	31	5,1	8,4	13,7
Negativa Subsequente	59	8,1	24,7	75,0
TAN-G (kA/µs)				
Negativa	31	11,9	19,4	31,4
Negativa Subsequente	59	10,1	29,9	88,6
T _i (µs)				
Negativa	31	19,7	53,5	145,2
Negativa Subsequente	59	2,2	16,4	122,3

Fonte: Visacro et al. (2004).

Os dados iniciais de Visacro foram atualizados em 2012 (VISACRO et al., 2012) com sete novas medições, que alteraram alguns parâmetros estatísticos das descargas atmosféricas medidas no Morro do Cachimbo. Esses dados juntamente com os dados de Berger são usados nesse trabalho para modelagem da descarga atmosférica.

Observa-se pelos parâmetros das tabelas que as descargas subsequentes possuem um tempo de frente mais curto e com maiores declividades, além de valores de crista mais baixos se comparados com a descarga principal. Um tempo de frente mais curto pode ser prejudicial para a o isolamento da linha de transmissão, conforme já apresentado nas equações da seção 2.4.

O nível de isolamento de uma linha de transmissão, tanto para sobretensões oriundas de descargas atmosféricas, quanto para sobretensões de manobra, deve ser coordenado com os níveis de isolamento dos equipamentos de uma subestação. Normalmente esses equipamentos não admitem qualquer ruptura, pois os seus isolamentos

não são auto-recuperantes. Portanto, considera-se uma probabilidade nula de ruptura nesse caso. Já para isolações auto-recuperantes considera-se certa probabilidade de ruptura. Essa preocupação de especificar um isolamento com suportabilidade adequada para o fenômeno em questão faz parte dos estudos de coordenação de isolamento, que são apresentados na seção a seguir.

2.6 COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

O objetivo da coordenação de isolamento é definir níveis de isolamento adequados para os equipamentos de uma subestação e linhas de transmissão de um modo econômico, levando em consideração o tipo de solicitação (sobretensão) e sua probabilidade de ocorrência.

A determinação do tipo de sobretensão é fundamental para a coordenação de isolamento de linhas de transmissão e subestações, bem como na especificação do isolamento de equipamentos. Em estudo de coordenação de isolamento é importante analisar as probabilidades das sobretensões e as probabilidades de falhas. Essas duas variáveis são de natureza estatística, conforme discutido na seção 2.1 deste trabalho.

Os dois métodos de coordenação de isolamento clássicos mais aplicados são: o método convencional e o método estatístico. A escolha do tipo de método é influenciada principalmente pela natureza da isolação que se deseja proteger e em algumas vezes pelo custo de projeto (tensões nominais mais elevadas). Na isolação tipo não auto-recuperante, que é propriedade de materiais sólidos como papel e óleo isolante, esses não recuperam suas propriedades de isolação após uma descarga disruptiva. Nesse tipo de isolação, costuma-se usar o método convencional. Na isolação tipo auto-recuperante, que é propriedade de materiais como o ar, gás SF₆, materiais tipo cerâmico e polímeros (nesse tipo de material a descarga ocorre pelo ar quando a isolação está em perfeitas condições, ou seja, sem trincas), os mesmos recuperam a propriedade dielétrica após descargas disruptivas. Em isolações desse tipo é comum usar o método estatístico.

Ambos os métodos estão associados a um risco de falha. No caso do método convencional o risco de falha é considerado nulo. Para o método estatístico assume-se determinado risco de falha.

Como mencionado na seção 2.1, tanto as sobretensões quanto as suportabilidades da isolação podem ser distribuídas normalmente. Dessa forma a distribuição normal, ou gaussiana, representa as suas naturezas aleatórias. O risco de falha pode então ser calculado pela convolução

estatística entre sobretensões e suportabilidades, conforme apresentado na equação 2.6.1 (GREENWOOD, 1998).

$$R = \int_0^{\infty} f(V) F(U) dV \quad (2.6.1)$$

Sendo:

R = risco de falha;

$F(U)$ = função distribuição de probabilidade das suportabilidades;

$f(V)$ = função densidade de probabilidade das sobretensões.

A figura 2.6.1 apresenta um resultado esperado para o risco de falha.

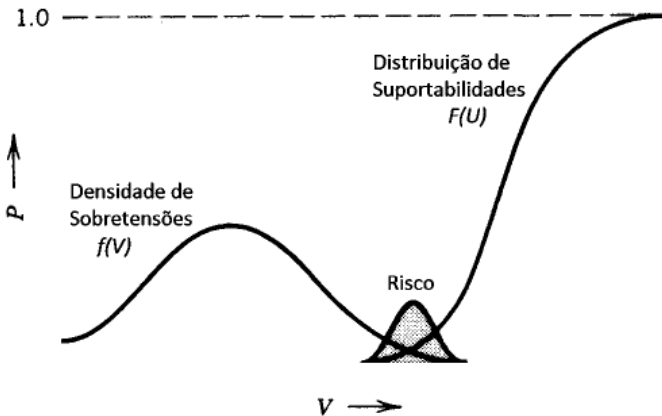


Figura 2.6.1 – Risco de Falha (área sombreada muito alargada).

Fonte: Greenwood (1998).

No caso do método convencional, o objetivo é obter um risco nulo. Dessa forma, deve-se procurar pela probabilidade de 100% do valor de sobretensão não ser ultrapassado e pela probabilidade de 0% da suportabilidade ser ultrapassada. Porém, como na verdade as distribuições normais ou gaussianas são assintóticas, então o valor de 0 e 100% não podem ser atingidos. O que se faz é conseguir um valor quase ótimo, nesse caso usando três desvios padrões em torno do valor médio (obtendo probabilidades de 0,13% e 99,87% de ser ultrapassado).

As suportabilidades normalmente são obtidas em função do CFO (*critical flashover*), que corresponde a uma probabilidade de descarga de 50% (média). As sobretensões são dadas em função do valor de sobretensão média para cada tipo de solicitação, sendo ela por manobra ou por descarga atmosférica. As equações 2.6.2 e 2.6.3 apresentam a suportabilidade com probabilidade quase nula de não ser ultrapassada ou 100% de resistir à solicitação, e a sobretensão com probabilidade de 0% de ser ultrapassada, respectivamente.

$$U_{0\%} = CFO - 3\sigma_f = CFO \left(1 - 3 \frac{\sigma_f}{CFO}\right) \quad (2.6.2)$$

$$V_{max} = V_{med} + 3\sigma_i = V_{med} \left(1 + 3 \frac{\sigma_i}{V_{med}}\right) \quad (2.6.3)$$

Sendo:

$U_{0\%}$ = suportabilidade com probabilidade nula de não ser ultrapassada ou de 100% de resistir à solicitação;

V_{max} = sobretensão com probabilidade de 0% de ser ultrapassada (máxima);

CFO = suportabilidade com probabilidade 50% de ser ultrapassada (*critical flashover*);

V_{med} = sobretensão com probabilidade de 50% de ser ultrapassada;

σ_f/CFO = desvio padrão em relação à média das suportabilidades (1-3% para surtos atmosféricos);

σ_i/CFO = desvio padrão em relação à média das sobretensões.

Os valores V_{med} e σ_i são determinados por simulação digital, tanto para sobretensões de manobra, quanto para sobretensões oriundas de descargas atmosféricas. Um fator de segurança de 1,15 (ou 15%) normalmente é usado para levar em consideração a perda das propriedades da isolação no decorrer da vida útil de determinado equipamento e serve também como margem de proteção dos para-raios instalados próximo ao equipamento para sobretensões atmosféricas, esse fator normalmente é aplicado na suportabilidade. No caso de sobretensões de manobra, o valor de 1,20 (ou 20%) é usualmente escolhido para esse fator de segurança (D'AJUZ et al., 1987). Dessa forma para o método convencional o risco de falha nulo é atingido utilizando a expressão 2.6.4.

$$V_{max} \leq 0,85U_{0\%} \quad (2.6.4)$$

Nos ensaios de impulso para equipamentos de sistema de potência, normalmente os valores de suportabilidade são dados em forma de BIL e BSL para solicitações provenientes de descargas atmosféricas e de manobra, respectivamente. Dessa forma, as equações 2.6.5 e 2.6.6 apresentam o método convencional.

$$V_{max} \leq 0,85BIL \quad (2.6.5)$$

$$V_{max} \leq 0,80BSL \quad (2.6.6)$$

Para o método estatístico, que é aplicado em isolações auto-recuperantes ou em instalações onde o compromisso com o custo é levado em consideração (normalmente acima de 300 kV), são escolhidas certas probabilidades para sobretensões e suportabilidades (HILEMAN, 1999) e (D'AJUZ et al., 1987). As equações 2.6.7 e 2.6.8 as indicam.

$$U_{10\%} = CFO - 1,28\sigma_f = CFO \left(1 - 1,28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \quad (2.6.7)$$

$$V_{2\%} = V_{med} + 2,05\sigma_i = V_{med} \left(1 + 2,05 \frac{\sigma_i}{V_{med}} \right) \quad (2.6.8)$$

Sendo:

$U_{10\%}$ = Suportabilidade com probabilidade de 10% de não ser ultrapassada ou 90% de resistir à determinada solicitação;

$V_{2\%}$ = Sobretensão com probabilidade de 2% de ser ultrapassada;

O fator de segurança normalmente não é aplicado no caso do método estatístico, sendo assim a equação 2.6.9 informa a relação entre sobretensão e suportabilidade.

$$V_{2\%} \leq U_{10\%} \quad (2.6.9)$$

Neste trabalho, o interesse é na avaliação do isolamento do transformador. Como o transformador possui isolamento não auto-recuperante, é usado o método convencional, a partir dos resultados das sobretensões que são simuladas, considerando inclusive atuação dos para-raios da subestação (modelados de acordo com o que é apresentado

no decorrer do Capítulo 3). Os métodos de coordenação de isolamento descritos no decorrer dessa seção são tradicionais e muito utilizados. Esses métodos consideram somente os valores máximos ou valores de crista da sobretensão para determinar se o isolamento de determinado equipamento está adequado. Caso não esteja adequado, medidas mitigadoras devem ser usadas como: aumento do nível de isolamento do equipamento, aumento do número de isoladores da cadeia de isoladores da linha de transmissão, aumento da margem de proteção do para-raios. O conjunto parte ativa e isolamento de um transformador possui uma característica única que pode ser medida através de ensaios de resposta em frequência (CIGRÉ WG A2.26, 2008). É através dessa resposta que é possível obter as principais frequências ressonantes que podem prejudicar o isolamento do transformador. A seção a seguir apresenta o comportamento do transformador quando submetido à transitórios.

2.7 COMPORTAMENTO DE TRANSFORMADORES DURANTE TRANSITÓRIOS

Transformadores são submetidos a eventos transitórios, como descargas atmosféricas, operações de manobra e curtos-circuitos. Essas solicitações dependendo da magnitude e duração da sobretensão podem causar danos à estrutura de isolação interna dos transformadores, causando falhas. Alguns fatores que alteram a suportabilidade da isolação são modificações nos ciclos térmicos e mecânicos da isolação que modificam a estrutura química e física do material isolante (oriundos da operação do transformador e que alteram as propriedades da isolação), e também uma solicitação elevada em algum ponto da isolação que pode acarretar em ionização permanente e sustentada acarretando em falha localizada e dano total da isolação posteriormente (D'AJUZ et al., 1987). A distribuição das solicitações rápidas na isolação depende mais das capacitâncias internas da isolação. Nos instantes iniciais de um transitório a corrente circula pela reatância capacitiva da bobina, o que resulta em uma distribuição inicial de tensões determinada pelas capacitâncias do circuito. A figura 2.7.1 mostra as capacitâncias de uma bobina de comprimento l , em uma representação simplificada.

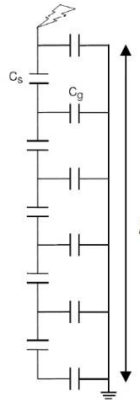


Figura 2.7.1 – Circuito capacitivo simplificado para bobina do transformador no instante inicial do transitório (desprezando comportamento indutivo e resistências).

Fonte: Rocha et al. (2010).

Para uma função degrau, a distribuição ao longo de uma porção x de uma bobina com comprimento total l , é representada pela curva da figura 2.7.2 (RIES, 2007).

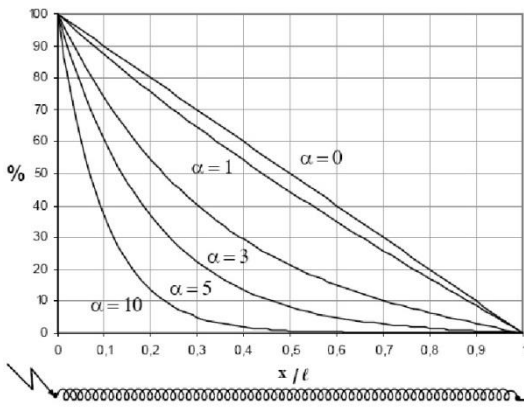


Figura 2.7.2 – Distribuição inicial de tensão com um extremo aterrado.

Fonte: Ries (2007).

A distribuição depende do valor da constante capacitiva do enrolamento. Esse valor é determinado de acordo com a equação 2.7.1 (ROCHA et al., 2010).

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_{g\,TOTAL}}{C_{s\,TOTAL}}} \quad (2.7.1)$$

Sendo:

α = constante capacitiva;

$C_{g\,TOTAL}$ = capacitância total para a terra (carcaça do transformador);

$C_{s\,TOTAL}$ = capacitância total entre espiras.

Para um valor de $\alpha = 10$, tem-se a sobretensão distribuída em somente 30% do comprimento total da bobina. Isso é indesejável para o isolamento do transformador, pois aumenta o risco de falha interna devido a gradientes de tensão concentrados. Quanto mais uniforme for essa distribuição (valores de α pequenos), melhor para a isolação interna do transformador. As capacitâncias para a carcaça C_g são determinadas para obter as distâncias elétricas mínimas aceitáveis e distâncias mecânicas máximas de acordo com um projeto economicamente viável. Portanto, a capacitância entre espiras C_s torna-se a variável de controle para melhorar a distribuição de tensão inicial em um projeto de transformador (ROCHA et al., 2010).

Quando passados os instantes iniciais de uma sobretensão, a corrente através dos elementos indutivos intensifica-se, a onda de tensão então se propaga no enrolamento acompanhado por oscilações típicas de circuitos *RLC*. Essas oscilações em diferentes frequências fazem com que a cada instante de tempo, a tensão sobre o enrolamento apresente amplitudes diferentes. Essas tensões oscilam em torno do valor da distribuição final no enrolamento ($t = \infty$), que é ditado pelas indutâncias do enrolamento. Quanto mais próxima for essa distribuição inicial do transformador de sua distribuição final, menores serão as oscilações. Portanto também é desejado que o valor da constante capacitiva α seja o menor possível.

A figura 2.7.3 apresenta a evolução dessas sobretensões com o passar do tempo, para núcleo do tipo envolvente submetido a um degrau de tensão (RIES, 2007).

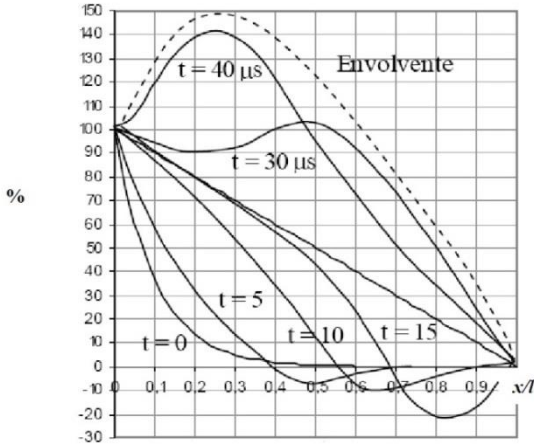


Figura 2.7.3 – Oscilações de tensão com o passar do tempo para bobina com extremo aterrado.

Fonte: Ries (2007).

A distribuição final das tensões no transformador é ditada pelas indutâncias do enrolamento e podem ser mais bem entendidas através do circuito equivalente para baixas frequências apresentado na figura 2.7.4.

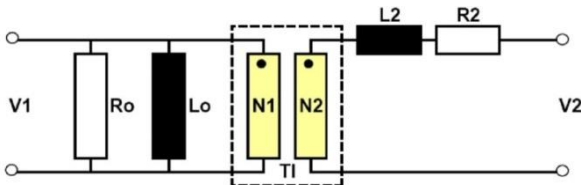


Figura 2.7.4 – Circuito equivalente do transformador para baixas frequências.

Fonte: Rocha et al. (2010).

Sendo:

TI = transformador ideal;

V_1 = tensão nos terminais do enrolamento primário;

V_2 = tensão nos terminais do enrolamento secundário;

N_1 = número de espiras do enrolamento primário;

N_2 = número de espiras do enrolamento secundário;

R_0 e L_0 = impedância do ramo magnetizante referida ao enrolamento primário;

R_2 e L_2 = impedância de curto-circuito referida ao enrolamento secundário.

Esse circuito é utilizado para analisar o comportamento do transformador à frequência fundamental (60 Hz) com muito boa aproximação. A transferência de tensão pode ser calculada conforme equação 2.7.2.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.7.2)$$

A relação de transformação indutiva pode ser obtida pela equação 2.7.3.

$$n_L = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.7.3)$$

O comportamento de um transformador para 60 Hz é semelhante ao de um transformador ideal. Para avaliar o comportamento do transformador em frequências mais elevadas, que é o foco desse trabalho, é necessário acrescentar capacitâncias entre bobinas e capacitâncias entre bobinas e a terra no modelo a 60 Hz, conforme apresentado na figura 2.7.5.

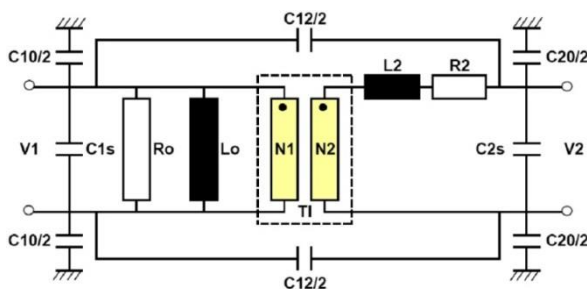


Figura 2.7.5 – Circuito equivalente para altas frequências (simplificado).

Fonte: Rocha et al. (2010).

Sendo:

C_{1s} = capacitância série do enrolamento primário;

C_{2s} = capacitância série do enrolamento secundário;

C_{12} = capacitância entre enrolamento primário e secundário;

C_{10} = capacitância entre enrolamento primário e a terra;
 C_{20} = capacitância entre enrolamento secundário e a terra.

O modelo apresentado na figura 2.7.5 é simplificado para facilitar o entendimento do fenômeno de ressonância interna do transformador. Esse circuito pode ser alimentado por uma tensão primária e a figura 2.7.6 apresenta uma equivalência do circuito original.

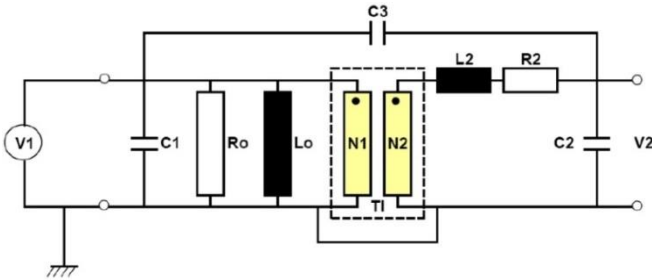


Figura 2.7.6 – Simplificação do circuito original.

Fonte: Rocha et al. (2010).

Determinam-se as capacitâncias equivalentes utilizando as expressões 2.7.4 a 2.7.6.

$$C_1 = C_{1s} + \frac{C_{10}}{2} \quad (2.7.4)$$

$$C_3 = \frac{C_{12}}{2} \quad (2.7.5)$$

$$C_2 = C_{2s} + \frac{C_{20}}{2} \quad (2.7.6)$$

O circuito da figura 2.7.6, após algumas simplificações é transformado de forma semelhante ao da figura 2.7.7 (ROCHA et al., 2010).

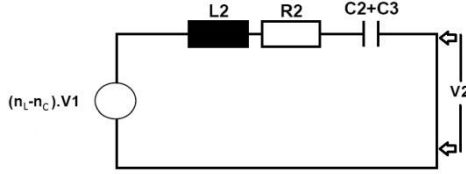


Figura 2.7.7 - Circuito RLC simplificado.
Fonte: Rocha et al. (2010).

Define-se então a capacitância de entrada e relação de transformação capacitiva de acordo com as equações 2.7.7 e 2.7.8.

$$C_{ENTRADA} = C_2 + C_3 \quad (2.7.7)$$

$$n_C = \frac{C_3}{C_2 + C_3} \quad (2.7.8)$$

A frequência de ressonância desse circuito juntamente com a constante de atenuação é determinada respectivamente através das equações 2.7.9 e 2.7.10.

$$\omega_R = \frac{1}{\sqrt{L_2 (C_2 + C_3)}} \quad (2.7.9)$$

$$\delta = \frac{R_2}{2L_2} \quad (2.7.10)$$

Aplicando a transformada de Laplace, pode-se inferir a transferência de tensão entre primário e secundário, através da equação 2.7.11.

$$V_2 = \frac{\frac{1}{(C_2 + C_3)s}}{R_2 + L_2s + \frac{1}{(C_2 + C_3)s}} n_L V_1 + \frac{R_2 + L_2s}{R_2 + L_2s + \frac{1}{(C_2 + C_3)s}} n_C V_1 \quad (2.7.11)$$

Substituindo:

$$\delta = \frac{R_2}{2L_2} e L_2 (C_2 + C_3) = \frac{1}{\omega_R^2}$$

Resulta na equação geral de transferência de tensão no domínio "s", apresentado em 2.7.12.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{n_L \omega_R^2 + n_C(s + 2\delta)s}{\omega_R^2 + (s + 2\delta)s} \quad (2.7.12)$$

A frequência complexa "s" pode ser substituída por $j\omega$, e então a transferência de tensão, toma a forma da equação 2.7.13.

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{n_L \omega_R^2 - n_C \omega^2 + 2n_C \delta j\omega}{\omega_R^2 - \omega^2 + 2\delta j\omega} \quad (2.7.13)$$

Para baixas frequências, o valor de ω se aproxima de zero e então a transferência de tensão se dá pela relação de transformação indutiva n_L . Para altas frequências, o valor de ω se aproxima de infinito, desse modo, a transferência de tensão se dá pela relação de transformação capacitiva n_C . Um sinal de sobretensão incidindo no transformador pode conter uma gama de frequências variando entre 0,01 a dezenas de MHz. Se algumas dessas frequências coincidirem com as frequências de ressonância interna do transformador, o valor da transferência de tensão pode ser elevado. A figura 2.7.8 apresenta a transferência de tensão para o secundário do transformador para um sinal na entrada do primário levando em consideração uma frequência de ressonância de 10 kHz.

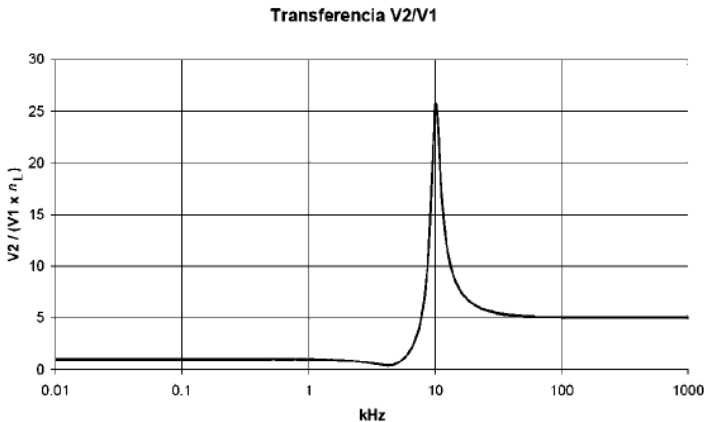


Figura 2.7.8 – Exemplo da resposta em frequência da transferência V_2/V_1 .
Ressonância em torno de 10 kHz.

Fonte: Rocha et al. (2010).

O valor da tensão no secundário é 25 vezes superior para um sinal no primário contendo uma componente de frequência em torno de 10 kHz. Nos ensaios de resposta em frequência dos transformadores, são determinadas as respostas para transferência de tensão, bem como são determinadas as respostas para algum terminal em questão (primário, secundário e terciário). Neste trabalho, consideram-se somente as respostas para o terminal, pois a modelagem em computador digital para surtos transferidos requer matrizes de transferência em seu modelo, e isso dificulta a implementação (no ATP). Várias simulações foram realizadas pelo JWG do Cigré-Brasil objetivando sobretensões de manobra. Segundo diagnóstico realizado pelas empresas participantes desse grupo, as falhas encontradas eram devido a sobretensões dessa natureza. No presente trabalho, tem-se como foco o comportamento das ressonâncias do transformador para sobretensões oriundas de descargas atmosféricas.

2.8 CONSIDERAÇÕES

A teoria básica necessária para entendimento de transitórios e seus efeitos sobre o sistema de potência é apresentada no decorrer deste capítulo. É apresentado na seção 2.1 que sobretensões e suportabilidades possuem natureza estatística e ensaios de tipo são usados para garantir o projeto de um isolamento. Além disso, a suportabilidade de *gaps* e cadeias de isoladores são influenciadas diretamente pelo comprimento do *gap*.

A seção 2.2 conceitua ondas viajantes em linhas de transmissão, descrevendo como se estabelece o processo de tráfego das ondas através dos cabos condutores e cabos de blindagem das linhas de transmissão. O processo de reflexão e refração de ondas ocorre quando estas encontram um ponto de descontinuidade. Falha de blindagem é uma das causas menos frequentes de ruptura do isolamento de uma cadeia de isoladores. No caso de subestações, falhas de blindagem normalmente não são consideradas devido à pequena probabilidade de ocorrência conforme apresentado na seção 2.3. Porém é apresentado no decorrer desse trabalho que sobretensões originárias de falha de blindagem também devem ser estudadas e investigadas. O principal fenômeno que origina sobretensões de frente rápida nas subestações é o *backflashover*, após incidência de descargas atmosféricas nos cabos de blindagem da linha de transmissão ou incidência na própria torre. Após rompimento da cadeia de isoladores, o surto caminha em direção à subestação até encontrar o para-raios da linha de transmissão (localizado na

subestação). Nessa situação, uma parte do surto é descarregada para a terra pelo para-raios, e a parte residual do surto viaja até o restante dos equipamentos da subestação, podendo romper alguma isolação caso a suportabilidade seja ultrapassada. Na seção 2.4 é apresentado que algumas variáveis de projeto de linhas são importantes para amortecimentos de surtos atmosféricos e consequentemente diminuição da probabilidade de *backflashover*, como por exemplo, a resistência de pé de torre. O mecanismo da descarga atmosférica é descrito na seção 2.5. Os tipos de descargas mais comuns são as descendentes de polaridade negativa. Porém as de polaridade positiva, apesar da sua baixa incidência, também devem ser analisadas, pois apresentam amplitudes maiores. O tempo de frente de uma descarga atmosférica é parâmetro fundamental na determinação do *backflashover*. O conceito de coordenação de isolamento é apresentado na seção 2.6. O método determinístico considera risco de falha nulo e é indicado para isolações não auto-recuperantes. O método estatístico considera certo risco de falha e é usado para isolações auto-recuperantes. O risco de falha é calculado através da densidade de sobretensões e distribuição das suportabilidades. A seção 2.7 apresenta o comportamento de transformadores frente a transitórios. A relação de transformação capacitiva é de fundamental importância para a determinação da transferência de tensão entre primário e secundário para altas frequências. No Capítulo 3, são apresentados os modelos para os componentes do sistema elétrico que foram usados nesse trabalho, visando a simulação das sobretensões de frente rápida que podem ocorrer no terminal do transformador e seus efeitos perante o isolamento deste equipamento.

3 MODELAGEM COMPUTACIONAL

O comportamento dinâmico de um sistema elétrico é descrito por equações diferenciais. No entanto, devido ao alto grau de complexidade dos sistemas reais, uma solução analítica torna-se praticamente impossível. Assim, o uso de métodos computacionais é bastante atrativo, mas não é uma tarefa simples.

Várias ferramentas têm sido usadas ao longo dos anos para estudos de transitórios eletromagnéticos. No passado, modelos de sistemas elétricos em miniatura, conhecidos como analisadores de rede ou TNA (*Transient Network Analyzers*), foram bastante utilizados. Atualmente, o computador digital é a ferramenta mais difundida, embora os analisadores de rede ainda sejam utilizados.

Devido ao aumento da capacidade de processamento e a disponibilidade de potentes ferramentas computacionais, a simulação digital tem ganhado um espaço amplo e o uso de modelos matemáticos um significado expressivo frente a este novo paradigma. A obtenção de modelos matemáticos precisos e eficientes tem crescido em importância, demandando investimentos cada vez mais significativos.

Muitas técnicas têm sido aplicadas na simulação digital de transitórios eletromagnéticos ao longo dos anos (MARTINEZ-VELASCO, 1997). Os programas desenvolvidos para cálculo de transitórios eletromagnéticos podem ser classificados em dois grandes grupos (MARTI et al., 1985), de acordo com a técnica de solução utilizada: programas no domínio da frequência (FDTP – *Frequency Domain Transients Program*) e programas no domínio do tempo (EMTP – *Electromagnetic Transients Program*).

Nos programas no domínio da frequência (FDTP) a resposta transitória do sistema em análise é calculada neste domínio e a solução no domínio do tempo é então determinada fazendo-se uso de transformações inversas, como a transformada rápida de Fourier (FFT - *Fast Fourier Transform*). A incapacidade de simular mudanças súbitas na configuração do sistema ao longo da análise e a dificuldade em representar elementos não lineares constituem-se nas maiores limitações destes programas.

Nos programas no domínio do tempo (EMTP) a solução é determinada para cada passo de tempo Δt , em geral prefixado. Partindo-se das condições iniciais em $t = t_0$, as tensões em cada nó do sistema em análise são determinadas em $t = (t_0 + \Delta t)$, $(t_0 + 2.\Delta t)$, $(t_0 + 3.\Delta t)$, ..., até o tempo máximo de simulação, $t_{máx}$. No processo de cálculo das tensões e correntes em cada terminal, faz-se necessário conhecer as tensões e

correntes em instantes de tempo anteriores, ou seja, a história do sistema. Mudanças súbitas na configuração do sistema (como defeitos, abertura e fechamento de disjuntores, etc.) e a presença de elementos não lineares, podem ser modeladas sem muita dificuldade (DOMMEL, 1996).

Um programa tipo EMTP modela cada componente no domínio do tempo através de admitâncias (ou impedâncias) equivalentes e fontes de corrente (ou tensão) com termos históricos, obtidos dos modelos matemáticos quando uma dada técnica de integração numérica é aplicada. A grande maioria dos métodos de solução no domínio do tempo se baseia na aplicação da regra de integração trapezoidal para a representação de elementos a parâmetros concentrados e no método das características, também conhecido como método de Bergeron, para a representação de elementos a parâmetros distribuídos (DOMMEL, 1996).

Para estudos de transitórios eletromagnéticos, os programas que utilizam a técnica de resolução no domínio do tempo são seguramente os mais difundidos e utilizados, dada sua facilidade.

A representação de uma rede apropriada para estudos de transitórios eletromagnéticos é muito importante em programas digitais, como por exemplo, o ATP (*Alternative Transients Program* – Programa do tipo EMTP).

As equações diferenciais que modelam a rede são solucionadas através do método de integração trapezoidal, utilizando um passo de integração apropriado (DOMMEL, 1995).

O usuário de simulador digital necessita escolher passos de integração compatíveis com a solução esperada. No caso desse trabalho, como o interesse são nas altas frequências, na faixa de kHz e MHz, passos de integração da ordem de nanossegundos são comumente utilizados.

Na solução de redes em programa digital (no caso do ATP) normalmente utiliza-se a abordagem nodal. Cada elemento de rede (ramo) é expresso em uma matriz onde as tensões e correntes são determinadas pela relação da equação 3.1 (DOMMEL, 1995).

$$[Y][v(t)] = [i(t)] - [hist] \quad (3.1)$$

Sendo:

$[Y]$ = matriz admitância nodal simétrica de ordem $n \times n$;
 $[v(t)]$ = matriz das tensões nos nós de ordem $n \times 1$;

$[i(t)]$ = matriz das tensões nos ramos de ordem $n \times 1$;
 $[hist]$ = matriz de termos históricos (passo de integração anterior);
 n = número de nós.

Em estudos de transitórios eletromagnéticos, elementos de rede são manobrados em tempos determinados. Isso determina que a matriz admitância nodal mude no passo de integração seguinte ao tempo onde ocorreu a manobra. Dessa forma, as tensões nos nós são alteradas de acordo com as modificações de rede e também devido a eventos transitórios provocados por oscilações de energia entre indutâncias e capacitâncias, considerando ainda o amortecimento dessas energias nas resistências. Quando o foco dos estudos de transitórios eletromagnéticos são transitórios de frente rápida (*fast front transients*), que são provenientes de descargas atmosféricas, as linhas de transmissão devem ser representadas de uma forma que a teoria de ondas viajantes possa ser aplicada. Além disso, as capacitâncias dos elementos de rede se tornam muito importantes como é observado nas seções seguintes. Para-raios e transformadores merecem uma atenção especial na modelagem, pois estes interferem diretamente nos resultados e, por conseguinte, nas conclusões.

3.1 MODELOS DE LINHA DE TRANSMISSÃO

Linhas de transmissão são elementos muito importantes em um estudo de transitórios eletromagnéticos. Através dos modelos de linhas de transmissão a parâmetros distribuídos, é que a teoria de ondas viajantes é aplicada na simulação digital. Antes de apresentar os modelos, no entanto, é importante conceituar como se obtém os seus parâmetros. Estes são calculados a partir dos dados dos cabos condutores e cabos para-raios, da geometria da torre de transmissão e do retorno pelo solo. A geometria possui grande variação de acordo com o nível de tensão da linha de transmissão. Existem algumas famílias de silhuetas de torres que são aplicadas para cada nível de tensão (ANDERSON, 1982). Uma variante importante, e que influencia diretamente no cálculo dos parâmetros, são as torres de circuito duplo, onde existem acoplamentos mútuos entre os circuitos. No cálculo da impedância de retorno pelo solo, a resistividade do solo tem importância fundamental para o cálculo dos parâmetros, pois é através dela que correções são feitas nas impedâncias próprias e mútuas de cada circuito. A matriz impedância série de uma linha de transmissão de circuito duplo

(domínio de fases) é apresentada na equação 3.1.1, segundo a geometria da figura 3.1.1.

$$\begin{bmatrix} \frac{dV_1}{dx} \\ \frac{dV_2}{dx} \\ \frac{dV_3}{dx} \\ \frac{dV_4}{dx} \\ \frac{dV_5}{dx} \\ \frac{dV_6}{dx} \\ \frac{dV_7}{dx} \\ \frac{dV_8}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} & Z_{15} & Z_{16} & Z_{17} & Z_{18} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} & Z_{25} & Z_{26} & Z_{27} & Z_{28} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} & Z_{35} & Z_{36} & Z_{37} & Z_{38} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} & Z_{45} & Z_{46} & Z_{47} & Z_{48} \\ Z_{51} & Z_{52} & Z_{53} & Z_{54} & Z_{55} & Z_{56} & Z_{57} & Z_{58} \\ Z_{61} & Z_{62} & Z_{63} & Z_{64} & Z_{65} & Z_{66} & Z_{67} & Z_{68} \\ Z_{71} & Z_{72} & Z_{73} & Z_{74} & Z_{75} & Z_{76} & Z_{77} & Z_{78} \\ Z_{81} & Z_{82} & Z_{83} & Z_{84} & Z_{85} & Z_{86} & Z_{87} & Z_{88} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} \quad (3.1.1)$$

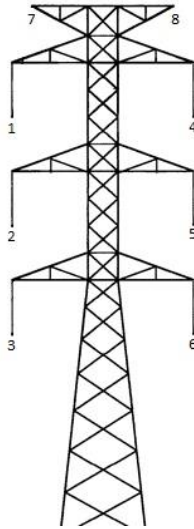


Figura 3.1.1 – Parte de silhueta de torre de circuito duplo.

Na figura 3.1.1, os cabos condutores são representados pelos números de 1 a 6, enquanto os cabos para-raios, ou cabos de blindagem, são representados pelos números 7 e 8.

Além da equação 3.1.1 que apresenta a matriz impedância série da linha de transmissão no domínio de fases, é necessário também representar a admitância shunt que é dependente dos coeficientes de potencial da Maxwell, conforme equação 3.1.2.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} & P_{14} & P_{15} & P_{16} & P_{17} & P_{18} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} & P_{24} & P_{25} & P_{26} & P_{27} & P_{28} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} & P_{34} & P_{35} & P_{36} & P_{37} & P_{38} \\ P_{41} & P_{42} & P_{43} & P_{44} & P_{45} & P_{46} & P_{47} & P_{48} \\ P_{51} & P_{52} & P_{53} & P_{54} & P_{55} & P_{56} & P_{57} & P_{58} \\ P_{61} & P_{62} & P_{63} & P_{64} & P_{65} & P_{66} & P_{67} & P_{68} \\ P_{71} & P_{72} & P_{73} & P_{74} & P_{75} & P_{76} & P_{77} & P_{78} \\ P_{81} & P_{82} & P_{83} & P_{84} & P_{85} & P_{86} & P_{87} & P_{88} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \\ Q_4 \\ Q_5 \\ Q_6 \\ Q_7 \\ Q_8 \end{bmatrix} \quad (3.1.2)$$

A matriz de coeficientes de potencial da Maxwell $[P]^{8 \times 8}$ apresentada na equação 3.1.2 se refere à mesma torre da figura 3.1.1. A matriz coluna que multiplica os coeficientes de potencial de Maxwell é chamada de vetor de cargas $[Q]^{8 \times 1}$.

Com a matriz de potencial de Maxwell calculada (matriz não singular e simétrica), é possível determinar a matriz capacitância shunt (ou em derivação), conforme equação 3.1.3 (DOMMEL, 1995).

$$[P]^{-1} = [C] \quad (3.1.3)$$

De posse da matriz capacitância shunt, calcula-se a matriz admitância shunt conforme equação 3.1.4.

$$[Y] = [G] + j\omega[C] \quad (3.1.4)$$

A matriz condutância shunt $[G]$ é desprezada para linhas de transmissão aéreas, pois seu efeito só se torna importante em baixas frequências (em torno de corrente contínua DC) (FERNANDES et al., 2004). No caso de programas digitais, se utiliza uma matriz constante diagonal com valores em torno de $0,2 \times 10^{-9}$ Siemens/km (FERNANDES et al., 2004). Para calcular os parâmetros da linha de

transmissão, tanto a matriz impedância série no domínio de fases, quanto a matriz de potencial de Maxwell, faz-se uso do método das imagens proposto por Carson (CARSON, 1926), onde os parâmetros são dependentes da geometria da torre. Atualmente programas do tipo EMTP já contam com as equações baseadas no método das imagens estendido ao plano complexo (profundidade complexa) (DERI et al., 1981), porém para facilitar o entendimento apresenta-se o método proposto por Carson (1926). O método das imagens pode ser entendido observando a figura 3.1.2 que apresenta apenas dois condutores.

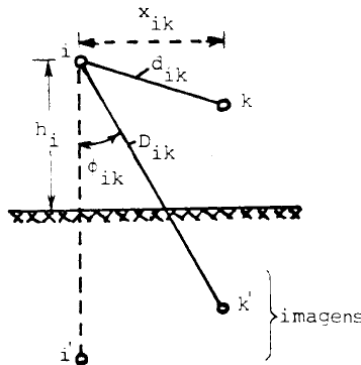


Figura 3.1.2 – Geometria da Torre.

Fonte: Dommel (1995).

As fórmulas gerais de Carson para impedância série (que é implementada no ATP pela rotina *Line Constants*) leva em consideração a componente de retorno pela terra e são apresentadas para impedância própria e mútua, nas equações 3.1.5 e 3.1.6, respectivamente.

$$Z'_{ii} = (R'_{i-interno} + \Delta R'_{ii}) + j \left\{ \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2h_i}{r_i} + X'_{i-interno} + \Delta X'_{ii} \right\} \quad (3.1.5)$$

$$Z'_{ik} = Z'_{ki} = \Delta R'_{ik} + j \left(\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}} + \Delta X'_{ik} \right) \quad (3.1.6)$$

Sendo:

$\Delta R'_{ii}$, $\Delta X'_{ii}$, $\Delta R'_{ik}$, $\Delta X'_{ik}$ = termos de correção de Carson para os efeitos de retorno pela terra, em Ω/m ;

D_{ik} = distância entre o condutor i e imagem do condutor k .

O efeito das componentes de retorno pela terra na operação da linha de transmissão é de introduzir perdas associadas com a circulação de corrente que existe entre cada torre. Algumas concessionárias, para diminuir este efeito, aterram somente algumas torres do trecho da linha de transmissão. As torres que não são aterradas são chamadas de segmentadas (DOMMEL, 1995).

Como as torres de transmissão geralmente não são segmentadas (para os vãos mais próximos da subestação), ou seja, cada cabo de blindagem é conectado à terra em cada torre, então existe uma corrente induzida nos cabos de blindagem, que circulam na terra e entre as torres, devido a isso existe a necessidade de correção da impedância série pelos termos propostos por Carson.

A figura 3.1.3 apresenta a corrente circulante que acontece devido à indução na terra.

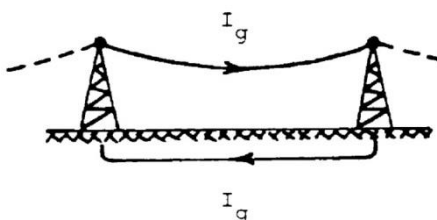


Figura 3.1.3 – Corrente que circula no cabo de blindagem.

Fonte: Dommel (1995).

As equações 3.1.5 e 3.1.6 são usadas por programas digitais (a exemplo do ATP) para cálculo da matriz impedância série e são válidas somente se o solo for considerado como condutor. Além disso, considera-se que o solo é homogêneo e possui resistividade constante para o comprimento que está sendo analisado, juntamente com estratificação do solo em somente uma camada.

Essas equações são separadas em três partes:

- Uma contendo informação da impedância interna;
- Uma contendo a informação da impedância devida geometria da torre (impedância externa);
- Uma contendo informação devido as componentes de retorno pela terra.

As equações 3.1.7 e 3.1.8 apresentam essa separação.

$$Z'_{ii} = Z'_{ii-interno} + Z'_{ii-externo} + Z'_{ii-terra} \quad (3.1.7)$$

$$Z'_{ik} = Z'_{ik-externo} + Z'_{ik-terra} \quad (3.1.8)$$

A impedância externa, também denominada impedância devido à geometria da linha de transmissão, é determinada por (3.1.9) e (3.1.10).

$$Z'_{ii-externo} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2h_i}{r_i} \quad (3.1.9)$$

$$Z'_{ik-externo} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}} \quad (3.1.10)$$

A impedância interna, que faz parte somente da componente da impedância própria da matriz impedância série no domínio de fases, possui algumas dificuldades em seu cálculo. Primeiramente o cálculo da impedância interna foi proposto por Galloway et al. (GALLOWAY; SHORROCKS, WEDEPOHL, 1964), porém os resultados se mostram precisos somente para valores de frequência entre 2 e 5 kHz (DOMMEL, 1995). Na condição de se trabalhar com altas frequências, que é o propósito desse trabalho, faz-se necessária a utilização das funções de Bessel para cálculo da impedância interna (GRADSHTEYN; RYZHIK, 1992). Para isso, o condutor é considerado como sendo tubular, e o efeito pelicular, também denominado efeito *skin*, é determinante para a solução da impedância interna.

Para altas frequências, o efeito *skin* é mais pronunciado. Uma forma mais simples de entender o efeito pelicular (efeito *skin*) em um condutor é através das equações 3.1.11 a 3.1.14.

$$R_{AC} = \left(\frac{\pi r_i^2}{\pi r_i^2 - \pi q^2} \right) R_{DC} \quad (3.1.11)$$

$$L_{AC} = \frac{2\delta}{r_i} L_{DC} \quad (3.1.12)$$

$$q = r_i - \delta \quad (3.1.13)$$

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\pi f \mu_0 \sigma}} \quad (3.1.14)$$

Sendo:

δ = profundidade pelicular;

f = frequência, em Hz;

μ_0 = permeabilidade magnética do ar ($4\pi \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$);

σ = condutividade do material condutor, em S/m,

R_{DC} = resistência calculada no modo estático do condutor (corrente contínua), em Ω/m ;

L_{DC} = indutância calculada no modo estático do condutor (corrente contínua), em Ω/m ;

R_{AC} = resistência interna calculada na frequência desejada, em Ω/m ;

L_{AC} = indutância interna calculada na frequência desejada, em Ω/m .

Os valores referentes ao modo estático do condutor podem ser calculados pelas equações 3.1.15 e 3.1.16 (GATOUS, 2005).

$$R_{DC} = \frac{1}{\pi \sigma r_i^2} \quad (3.1.15)$$

$$L_{DC} = \frac{\mu_0}{8\pi} \quad (3.1.16)$$

Nota-se que a impedância interna é dependente da frequência e, por isso, fortemente dependente do efeito *skin*.

A formulação para obtenção das componentes de retorno pela terra faz uso de integrais infinitas e também são dependentes da frequência (DOMMEL, 1995).

Existe, no entanto, uma frequência crítica para a qual as equações de Carson não são válidas e limitam a utilização da rotina *Line Constants* do ATP para cálculo dos parâmetros de uma linha de transmissão. Nesta frequência crítica, o solo passa a se comportar como um dielétrico e não mais como condutor, conforme uma das premissas consideradas na formulação de Carson. A partir da frequência crítica, as correntes de deslocamento passam a ser de maior valor que as correntes de condução.

A equação 3.1.17 apresenta a profundidade de penetração de campo em um elemento condutor (BASTOS, 1996).

$$z = \delta = \sqrt{\frac{2}{\mu\sigma\omega}} \quad (3.1.17)$$

Para altas frequências, ω torna-se muito grande, dessa forma a profundidade de penetração z (igual profundidade pelicular δ) tende ao valor nulo, indicando assim que o elemento não é mais condutor e sim um dielétrico, contendo apenas correntes de deslocamento (correntes capacitivas).

Nesse caso a frequência crítica pode ser determinada igualando a densidade de corrente resistiva pela densidade de corrente capacitiva. Essas densidades são dadas pelas equações 3.1.18 e 3.1.19.

$$J_r = \frac{E}{\rho} \quad (3.1.18)$$

$$J_c = \varepsilon\omega E \quad (3.1.19)$$

Sendo:

J_r = densidade de corrente resistiva, em A/m²;

J_c = densidade de corrente capacitiva, em A/m²;

E = campo elétrico em torno do elemento considerado, em V/m.

Igualando as equações 3.1.18 e 3.1.19 e isolando em relação à frequência, obtém-se a frequência crítica, em Hz, no qual os termos de correção de Carson não são mais válidos para um determinado intervalo pertencente a esta frequência, conforme equação 3.1.20.

$$f_{crit} = \frac{1}{2\pi\varepsilon\rho} \quad (3.1.20)$$

A frequência crítica depende da resistividade do solo. A figura 3.1.4 indica algumas regiões de intervalo em torno dessa frequência crítica (SEMLYEN, 1981).

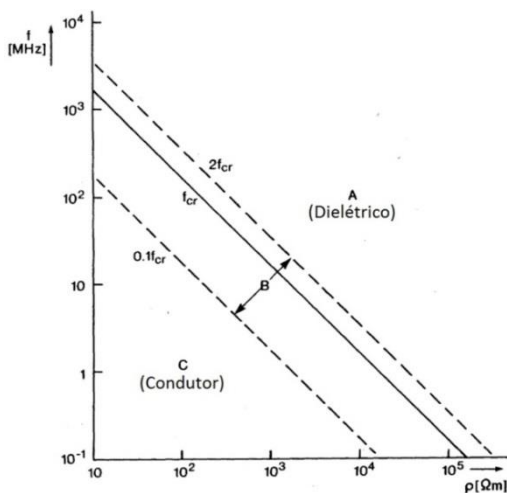


Figura 3.1.4 – Frequência crítica *versus* resistividade do solo.

Fonte: Semlyen (1981).

A região “A” é conhecida como região dielétrica e é concebida para valores de frequências maiores que duas vezes a frequência crítica ($f > 2f_{crit}$), nessa região as equações de Carson não são válidas.

A região “B” é conhecida como região de transição e é concebida para valores de frequência entre dois limites ($0,1f_{crit} < f < 2f_{crit}$).

A região “C” é conhecida como região condutora e é gerada para valores de frequência menores que 10% da frequência crítica ($f < 0,1f_{crit}$), nessa região as equações de Carson são válidas.

Assim, para determinação da validade dos parâmetros calculados para uma dada linha de transmissão no domínio de fases, em programas digitais a exemplo do ATP, é necessário cruzar os valores de frequência máxima esperadas no estudo e a resistividade do solo máxima na região da linha de transmissão. Se este par ordenado for um ponto na região “C”, então as equações de Carson são válidas e, por conseguinte, os parâmetros calculados para a linha de transmissão são válidos. Caso as equações de Carson não possam ser usadas, a formulação para componentes de retorno pela terra deve seguir a formulação proposta em (SEMLYEN, 1981).

Nesse estágio, todos os componentes da matriz impedância série são determinados. Mas, além disso, para compor as equações da linha de transmissão é necessário calcular a matriz admitância *shunt*, conforme já citado. A matriz admitância *shunt* é dependente dos coeficientes de potencial de Maxwell, que por sua vez, são dependentes da geometria da

torre de transmissão. Conforme apresentado na equação 3.1.3, os coeficientes de potencial de Maxwell são usados para determinar as capacitâncias *shunt* da linha de transmissão. A dependência da geometria da torre apresentada na figura 3.1.2, é indicada nas equações 3.1.21 e 3.1.22.

$$P'_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_i} \quad (3.1.21)$$

$$P'_{ik} = P'_{ki} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}} \quad (3.1.22)$$

Todos os elementos necessários para as equações 3.1.1 e 3.1.2, que são as equações da linha de transmissão em forma matricial, estão completos (considerando matriz $[G]$ desprezível).

Nesse caso, o modelo no domínio de fases, tanto para impedância série quanto para admitância *shunt* possui acoplamentos, e, portanto suas matrizes são cheias e simétricas. No caso da matriz impedância série, os acoplamentos são devidos aos campos magnéticos (acoplamento indutivo). Para a matriz admitância *shunt*, os acoplamentos são devidos aos campos elétricos (acoplamento capacitivo). Dessa forma, um alto número de cálculos é realizado para cada trecho de linha de transmissão representado em programa digital. Isso se torna inviável para uma rede contendo muitos trechos de linha de transmissão. Como normalmente nos estudos de coordenação de isolamento se representa a linha de transmissão com todos os condutores, ou seja, condutores de fases e cabos de blindagem, e também se considera a linha não transposta, algum artifício matemático deve ser usado para facilitar a resolução das equações da linha de transmissão em programas digitais. Uma forma de contornar isso é a utilização da transformação modal (WEDEPOHL; 1963) e (HEDMAN; 1965), que possibilita desacoplar sistemas com “n” fases em “n” sistemas monofásicos equivalentes, ao se diagonalizar as matrizes, fazendo uso das propriedades de autovalores e autovetores. Assim, as matrizes simétricas (devido geometria da linha) e cheias se tornam matrizes diagonais com elemento nulos fora da diagonal (DOMMEL, 1995). As equações usando as matrizes de quantidades modais (após utilização da transformação modal), para a geometria de torre da figura 3.1.1, são apresentadas em 3.1.23 e 3.1.24.

$$\begin{aligned}
& \left[\begin{array}{c} \frac{dV_{1-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dV_{2-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dV_{3-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dV_{4-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dV_{5-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dV_{6-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dV_{7-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dV_{8-\text{mod } al}}{dx} \end{array} \right] = \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_6 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_0 \end{bmatrix} \left[\begin{array}{c} I_{1-\text{mod } al} \\ I_{2-\text{mod } al} \\ I_{3-\text{mod } al} \\ I_{4-\text{mod } al} \\ I_{5-\text{mod } al} \\ I_{6-\text{mod } al} \\ I_{7-\text{mod } al} \\ I_{8-\text{mod } al} \end{array} \right] \quad (3.1.23)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \left[\begin{array}{c} \frac{dI_{1-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dI_{2-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dI_{3-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dI_{4-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dI_{5-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dI_{6-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dI_{7-\text{mod } al}}{dx} \\ \frac{dI_{8-\text{mod } al}}{dx} \end{array} \right] = \begin{bmatrix} Y_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y_5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_6 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_0 \end{bmatrix} \left[\begin{array}{c} V_{1-\text{mod } al} \\ V_{2-\text{mod } al} \\ V_{3-\text{mod } al} \\ V_{4-\text{mod } al} \\ V_{5-\text{mod } al} \\ V_{6-\text{mod } al} \\ V_{7-\text{mod } al} \\ V_{8-\text{mod } al} \end{array} \right] \quad (3.1.24)
\end{aligned}$$

A equação modal desacoplada para uma linha de transmissão polifásica com ou sem transposição tem na sua forma uma similaridade com componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero. Porém, como essa similaridade é apenas matemática, devido às transformações modais, chamamos as quantidades Z_0 e Y_0 de modos terra, que correspondem aos cabos de blindagem e levam em consideração as componentes de retorno pela terra do domínio de fases.

As quantidades Z_{1-6} e Y_{1-6} são chamadas de modos aéreos e correspondem aos cabos condutores da linha de transmissão.

As equações modais são usadas em programas digitais (a exemplo do programa ATP) para calcular as tensões e correntes na linha de transmissão. Depois de efetuados todos os cálculos para o tempo de simulação desejado, essas quantidades voltam à forma original através da transição entre domínio modal e domínio de fases (FERNANDES, 2001).

As equações modais são usadas nos dois modelos de linhas de transmissão disponíveis na rotina *Line Constants* do programa ATP, que são usados nesse trabalho. O primeiro modelo é o de Bergeron (BERGERON, 1949), que considera os parâmetros distribuídos ao longo do comprimento da linha, adequado para utilizar a teoria de ondas viajantes, porém calculados para uma única frequência predeterminada, ou seja, parâmetros constantes com a frequência. O segundo modelo foi proposto por J. Martí (MARTÍ, 1982), que também considera parâmetros distribuídos ao longo do comprimento da linha, mas parâmetros dependentes com a frequência, como de fato os são. Esses modelos são detalhados nas subseções 3.1.1 e 3.1.2.

Apesar do amplo uso desses modelos pelo setor elétrico, algumas limitações são encontradas quando da sua utilização e que não representam a realidade física dos fenômenos envolvidos. O solo é considerado como condutor puro, ou seja, sem variação da permissividade elétrica ϵ e condutividade elétrica σ com a frequência. Além disso, a propagação da onda eletromagnética pela linha de transmissão é considerada quase-estacionária (propagação transversal instantânea) (TOMASEVICH, 2011). A onda é considerada plana, ou seja, a propagação dos campos elétricos e magnéticos pela linha de transmissão é transversal ao sentido da linha, e os vetores instantâneos de campo elétrico e magnético são perpendiculares entre si, podendo então a linha de transmissão ser representada por coordenadas bidimensionais. Quando a frequência aumenta a tendência é a propagação tridimensional e uma onda esférica representa melhor esse fenômeno (SANTOS JÚNIOR, 2009).

A linha de transmissão como um todo possui outros elementos além dos cabos condutores e cabos para-raios. A torre de transmissão, cadeias de isoladores e sistema de aterramento (contrapesos ou hastes de aterramento) também fazem parte da linha de transmissão e têm influência nos estudos de coordenação de isolamento.

A torre de transmissão possui uma impedância de surto que refrata e reflete o surto proveniente de descargas atmosféricas que caminham pelos cabos condutores ou pelos cabos de blindagem.

O surto refratado na impedância de surto da torre viaja em direção ao sistema de aterramento e encontra um caminho de baixa impedância para a terra. Quando isso ocorre, o surto refratado encontra outra descontinuidade e sofre nova refração e reflexão que varia com o valor da resistência de pé de torre.

Além disso, as cadeias de isoladores são responsáveis por isolar os condutores da linha de transmissão contra descargas atmosféricas que atingem tanto os cabos de blindagem quanto a própria torre, fazendo assim com que o surto não incida nas subestações compreendidas entre os dois terminais da linha de transmissão.

Uma representação completa do modelo usado em programas digitais, para uma linha de transmissão em estudos de coordenação de isolamento, é apresentada na figura 3.1.5.

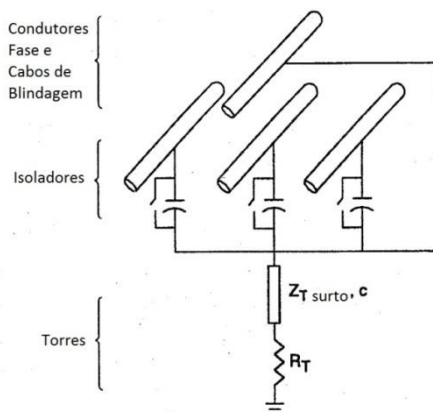


Figura 3.1.5 – Representação completa de uma linha de transmissão trifásica, contendo um cabo de blindagem.

Fonte: IEEE Working Group 15.08.09 (2009).

Os parâmetros dos cabos condutores e cabos de blindagem são calculados de acordo com o apresentado no decorrer da seção 3.1. Os outros elementos como impedância de surto da torre, resistência de pé de torre e isoladores são apresentados nas subseções 3.1.3 a 3.1.5.

3.1.1 Modelo de Bergeron

O modelo proposto por Bergeron (BERGERON, 1949), também denominado de método das características, faz uso da teoria da transformação modal, citada na seção 3.1. Este método utiliza a teoria de ondas viajantes. Devido a isso, é importante conceituar a impedância característica e constante de propagação no domínio modal.

A impedância característica de um modo “k” é calculada através da equação 3.1.1.1 (DOMMEL, 1995).

$$Z_{c-modo-k} = \frac{\sqrt{Z'_{modo-k}}}{\sqrt{Y'_{modo-k}}} \quad (3.1.1.1)$$

A constante de propagação de um modo “k” é calculada através da equação 3.1.1.2.

$$\gamma_{modo-k} = \alpha_k + j\beta_k = \sqrt{Z'_{modo-k} \cdot Y'_{modo-k}} \quad (3.1.1.2)$$

Sendo:

α_k = constante de atenuação do modo k , em Np/m;

β_k = constante de fase do modo k , em rad/m.

A impedância característica e a constante de propagação de cada modo são então calculadas e assim todas as tensões e correntes modais de cada modo também os são, utilizando a equação de Bergeron (DOMMEL, 1995) e (BERGERON, 1949) apresentada em 3.1.1.3.

$$V_k - Z_c I_{km} = (V_m + Z_c I_{mk}) e^{-\gamma L} \quad (3.1.1.3)$$

A forma como a onda viaja de um ponto k até um ponto m de uma linha de transmissão com comprimento L , ou vice-versa, depende então da impedância característica Z_c e da constante de propagação γ . A equação 3.1.1.3 pode ser reescrita segundo equação 3.1.1.4.

$$v_k(t) - Z_c i_{km}(t) = v_m(t - \tau) - Z_c i_{mk}(t - \tau) \quad (3.1.1.4)$$

Sendo:

τ = tempo de viagem total, ou de trânsito, de uma onda incidindo no ponto k até chegar a um ponto m de uma linha de transmissão com comprimento L .

Normalmente o passo de integração de uma simulação em programas digitais deve ser menor que $\frac{1}{2}$ do tempo de trânsito, pois os termos históricos que indicam a posição dentro do comprimento L de uma linha de transmissão são necessários para o cálculo de tensões e correntes nas linhas. A equação geral para impedância característica e constante de propagação, já apresentadas na seção 2.2, são repetidas aqui em 3.1.1.5 e 3.1.1.6.

$$Z_c = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (3.1.1.5)$$

$$\gamma = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad (3.1.1.6)$$

Para o modelo de Bergeron, a impedância característica e a constante de propagação são calculadas para a frequência angular ω de interesse, porém os valores de R' , L' , G' e C' são considerados constantes com a frequência. Isso é uma simplificação que é usada neste modelo para facilitar a implementação em programas digitais.

Através das equações no domínio de fase apresentadas na seção 3.1, constata-se que a frequência também altera esses parâmetros principalmente em R' e L' , que são afetados por efeito pelicular e componentes de retorno pela terra. Para contornar isso, um modelo a parâmetros distribuídos e dependentes da frequência é apresentado na próxima subseção.

3.1.2 Modelo de J. Martí

O modelo proposto por J.R. Martí (MARTÍ, 1981) tem vasta aplicação e se tornou um padrão para representar os parâmetros da linha de transmissão dependentes da frequência nos programas tipo EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), a exemplo do programa ATP. Esse modelo também utiliza a abordagem da teoria de ondas viajantes,

assim como o modelo proposto por Bergeron, para circuitos distribuídos em comprimento.

Como os parâmetros R' , L' são dependentes da frequência, então a impedância característica modal $Z_{c-modal}(\omega)$ e o fator de propagação modal $A(\omega)$ também possuem essa dependência. A equação 3.1.1, que foi concebida de acordo com a silhueta de torre de circuito duplo da figura 3.1.1, é reescrita em função da frequência, no domínio de fases, conforme apresentado na equação 3.1.2.1.

$$\begin{aligned}
 & - \begin{bmatrix} \frac{dV_1}{dx} \\ \frac{dV_2}{dx} \\ \frac{dV_3}{dx} \\ \frac{dV_4}{dx} \\ \frac{dV_5}{dx} \\ \frac{dV_6}{dx} \\ \frac{dV_7}{dx} \\ \frac{dV_8}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}(\omega) & Z_{12}(\omega) & Z_{13}(\omega) & Z_{14}(\omega) & Z_{15}(\omega) & Z_{16}(\omega) & Z_{17}(\omega) & Z_{18}(\omega) \\ Z_{21}(\omega) & Z_{22}(\omega) & Z_{23}(\omega) & Z_{24}(\omega) & Z_{25}(\omega) & Z_{26}(\omega) & Z_{27}(\omega) & Z_{28}(\omega) \\ Z_{31}(\omega) & Z_{32}(\omega) & Z_{33}(\omega) & Z_{34}(\omega) & Z_{35}(\omega) & Z_{36}(\omega) & Z_{37}(\omega) & Z_{38}(\omega) \\ Z_{41}(\omega) & Z_{42}(\omega) & Z_{43}(\omega) & Z_{44}(\omega) & Z_{45}(\omega) & Z_{46}(\omega) & Z_{47}(\omega) & Z_{48}(\omega) \\ Z_{51}(\omega) & Z_{52}(\omega) & Z_{53}(\omega) & Z_{54}(\omega) & Z_{55}(\omega) & Z_{56}(\omega) & Z_{57}(\omega) & Z_{58}(\omega) \\ Z_{61}(\omega) & Z_{62}(\omega) & Z_{63}(\omega) & Z_{64}(\omega) & Z_{65}(\omega) & Z_{66}(\omega) & Z_{67}(\omega) & Z_{68}(\omega) \\ Z_{71}(\omega) & Z_{72}(\omega) & Z_{73}(\omega) & Z_{74}(\omega) & Z_{75}(\omega) & Z_{76}(\omega) & Z_{77}(\omega) & Z_{78}(\omega) \\ Z_{81}(\omega) & Z_{82}(\omega) & Z_{83}(\omega) & Z_{84}(\omega) & Z_{85}(\omega) & Z_{86}(\omega) & Z_{87}(\omega) & Z_{88}(\omega) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} \\
 & \hspace{25em} (3.1.2.1)
 \end{aligned}$$

Os elementos da matriz $[Z'_{fase}]$ (matriz impedância série no domínio de fases) são dependentes da frequência.

Um exemplo de variação dos parâmetros R' e L' com a frequência é apresentado na figura 3.1.2.1.

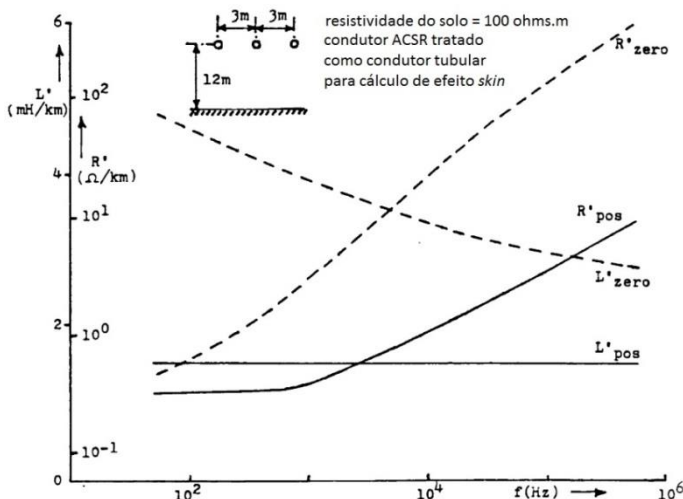


Figura 3.1.2.1 – Parâmetros R' e L' , para sequência zero e positiva.

Fonte: Dommel (1995).

Os parâmetros para sequência zero variam de forma mais acentuada, por esse motivo os modos terra (após transformação modal) merecem uma atenção especial devido às componentes de retorno pela terra proposta pela formulação de Carson. A expressão que define o fator de propagação modal é indicada pela equação 3.1.2.2.

$$\gamma(j\omega) = \alpha(j\omega) + j\beta(j\omega) \quad (3.1.2.2)$$

A constante de atenuação α e constante de fase β são dependentes da frequência como pode ser observado na equação 3.1.1.6, devido à dependência da frequência dos parâmetros R' e L' (vide equações 3.1.5 e 3.1.6 que mostram a impedância interna e as componentes de retorno pela terra que por sua vez são dependentes da frequência).

Conforme proposto por J.R. Martí, as curvas $Z_c(\omega)$ e $A(\omega)$, são sintetizadas em forma de redes do tipo RC (DOMMEL, 1995) por funções racionais no domínio da frequência, utilizando o método de ajuste assintótico (FERNANDES, 2001).

A matriz admitância nodal $[Y'_{fase}(\omega)]$ não depende somente dos coeficientes de potencial de Maxwell, pois a matriz condutância nodal $[G]$ não deve ser desprezada para regiões de baixa frequência e portanto os seus elementos são dependentes com a frequência.

Uma limitação do modelo de J.R Martí, além dos já citados na seção 3.1, é a utilização de uma matriz de transformação modal real e constante com a frequência que visa diminuir o esforço computacional. (TOMASEVICH, 2011).

A próxima subseção se refere a outro elemento importante de uma linha de transmissão, que é a torre, que no caso de implementação em programa digital, é representada por impedância de surto com tempo de trânsito dependente da altura da torre (distância percorrida pelo surto).

3.1.3 Impedância de surto da torre

A representação da torre para simulação digital não é trivial, pois para aumentar a precisão dos resultados para uma rede completa, os dados de entrada para as equações de impedância de surto que serão apresentadas a seguir devem ser buscados com as silhuetas reais. Uma variedade muito grande de silhuetas e geometrias de torres é utilizada em sistemas de transmissão. Uma forma de se modelar uma torre seria usando uma representação através de uma impedância de surto, ou como um conjunto de impedâncias de surto próprias para utilização em modelagem no domínio do tempo. Dois tipos de modelos são usados para esse tipo de representação (MARTINEZ-VELASCO, 2010):

- Modelos que consideram propagação do surto vertical pela torre de transmissão (despreza mísulas), com o surto atingindo o topo da torre;
- Modelos que consideram propagação de surto por toda a geometria da torre de transmissão.

Com relação aos modelos para surto vertical, algumas equações para impedância de surto foram desenvolvidas ao longo dos anos a partir de resultados de pesquisas feitas em laboratório. Wagner e Hileman (WAGNER; HILEMAN, 1960) desenvolveram um modelo cilíndrico que considera as ondas viajando em direção a terra. Sargent e Darveniza (SARGENT; DARVENIZA, 1969) propuseram um modelo cônico e sugeriram uma modificação no modelo cilíndrico proposto anteriormente. Chisholm et al. (CHISHOLM; CHOW; SRIVASTAVA, 1983) desenvolveram um modelo denominado *waist* e também propuseram correções nos modelos cilíndricos e cônicos no que diz respeito ao deslocamento horizontal do surto atingindo cabos de blindagem. O objetivo dessas pesquisas foi melhorar a representação da

torre para cálculos de desempenho de linha de transmissão que é item de estudos de coordenação de isolamento em linhas de transmissão.

A velocidade de propagação de uma onda através de uma torre é considerada como sendo a velocidade da luz ($c \approx 300.000$ km/s). Porém, como as silhuetas de torres normalmente são compostas por treliças e possuem mísulas para ancoragem dos cabos condutores, algum atraso na velocidade de propagação é percebido (MARTINEZ-VELASCO, 2010). A figura 3.1.3.1 é utilizada para compreensão do modelo cilíndrico.

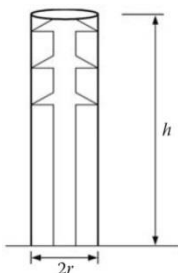


Figura 3.1.3.1 – Forma cilíndrica para modelagem de torre.

Fonte: Martinez-Velasco (2010).

As equações que regem o modelo cilíndrico são apresentadas abaixo.

$$Z = 60 \left(\ln \left(2\sqrt{2} \frac{h}{r} \right) - 1 \right) \quad (3.1.3.1)$$

$$t = \frac{h}{0,85c} \quad (3.1.3.2)$$

Sendo:

Z = impedância de surto, em Ω ;

t = tempo de propagação da onda pela torre, em segundos;

c = velocidade da luz (≈ 300.000 km/s);

h = altura do cilindro, em metros;

r = raio da base do cilindro, em metros.

O modelo cônico é visualizado pela figura 3.1.3.2.

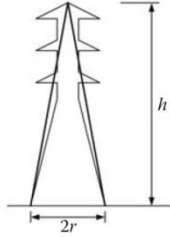


Figura 3.1.3.2 – Forma cônica para modelagem da torre.

Fonte: Martinez-Velasco (2010).

A impedância de surto da torre e tempo de propagação para o modelo cônico são calculados, conforme equações 3.1.3.3 e 3.1.3.4, respectivamente.

$$Z = 60 \ln \left(\sqrt{2} \sqrt{\left(\frac{h}{r}\right)^2 + 1} \right) \quad (3.1.3.3)$$

$$t = \frac{h}{c} \quad (3.1.3.4)$$

Sendo:

h = altura do cone, em metros;

r = raio da base do cone, em metros.

Os modelos cilíndricos e cônicos são muito usados para torres de circuito duplo. Embora esses modelos também possam ser empregados em torres de circuito simples, o modelo *waist* é atualmente o mais usual para esse tipo de torre, por apresentar uma variabilidade de configurações de geometrias de acordo com a alteração dos parâmetros do modelo.

O modelo *waist* é apresentado na figura 3.1.3.3.

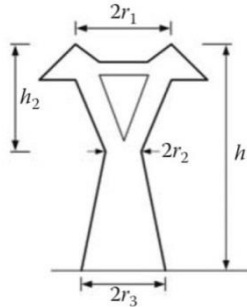


Figura 3.1.3.3 – Forma *waist* para modelagem da torre.

Fonte: Martinez-Velasco (2010).

As equações que regem esse modelo são apresentadas em 3.1.3.5 a 3.1.3.7.

$$Z = \sqrt{\frac{\pi}{4}} 60 \left(\ln \left(\cot \frac{\tan^{-1}(r/h)}{2} \right) - \ln \sqrt{2} \right) \quad (3.1.3.5)$$

$$r = \frac{r_1 h_2 + r_2 h + r_3 h_1}{h} \quad (h = h_1 + h_2) \quad (3.1.3.6)$$

$$t = \frac{h}{0,85c} \quad (3.1.3.7)$$

Onde r é o raio equivalente da estrutura modelada por *waist*, em metros.

Os modelos apresentados até agora, consideram a torre modelada por somente uma impedância de surto e apresentam bons resultados para a maioria dos estudos. Esses modelos não consideram por completo os efeitos dos braços e mísulas que são típicas da maioria das silhuetas de torres de linhas de transmissão. Para contornar este problema, modelos que consideram a propagação por toda a geometria são utilizados. Hara e Yamamoto (HARA; YAMAMOTO, 1996) propuseram um modelo multicondutor considerando braços e mísulas, que é utilizado neste trabalho. Esse modelo foi originalmente desenvolvido por Ametani et al. (AMETANI et al., 1994) que divide a torre em quatro camadas. O modelo é conhecido como multicondutor, justamente pela divisão da torre em camadas e também pela inclusão das mísulas.

A figura 3.1.3.4 apresenta o modelo multicondutor originalmente proposto em (AMETANI et al., 1994).

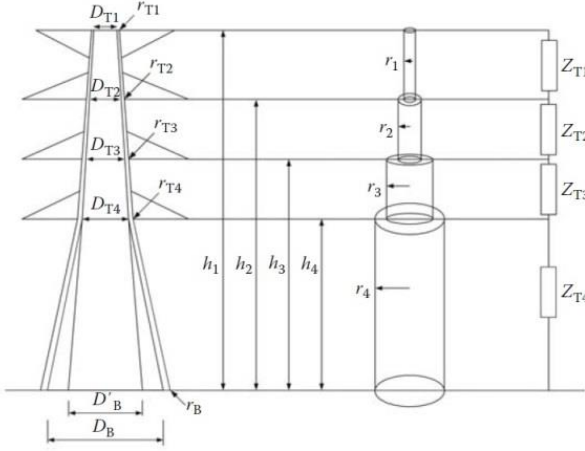


Figura 3.1.3.4 – Modelo multicondutor da torre de Ametani et al.

Fonte: Martinez-Velasco (2010).

Observa-se que entre cada camada existe um cilindro representando cada trecho percorrido pelo surto. A forma de se calcular a impedância de surto é quase similar ao modelo cilíndrico.

As equações que regem o modelo multicondutor são as seguintes:

$$Z_{Tk} = 60 \left(\ln \left(\sqrt{2} \frac{2h_k}{r_{ek}} \right) - 2 \right) \quad (k = 1, 2, 3, 4) \quad (3.1.3.8)$$

$$r_{ek} = 2^{1/8} \cdot \left(\sqrt[3]{r_{Tk} r_B^2} \right)^{1/4} \cdot \left(\sqrt[3]{D_{Tk} D_B^2} \right)^{3/4} \quad (k = 1, 2, 3, 4) \quad (3.1.3.9)$$

$$Z_{Lk} = 9Z_{Tk} \quad (3.1.3.10)$$

$$Z_{Ak} = 60 \ln \frac{2h_{Ak}}{r_{Ak}} \quad (k = 1, 2, 3, 4) \quad (3.1.3.11)$$

$$t = \frac{h}{0,85c} \quad (3.1.3.12)$$

Sendo:

Z_{Tk} = impedância de surto de cada trecho k , em Ω ;

h_k = altura correspondente ao trecho k , em metros;

r_{ek} = raio equivalente da estrutura multicondutora, em metros;
 r_{Tk} = raio do perfil da torre correspondente ao trecho k , em metros;

r_B = raio do perfil da torre na base, em metros;

D_{Tk} = diâmetro do trecho k , em metros;

D_B = diâmetro da base, em metros;

Z_{Lk} = impedância em paralelo com Z_{Tk} , que representa reduções em torno de 10% da impedância de surto dos condutores segundo medições de laboratório (CHISHOLM; CHOW; SRIVASTAVA, 1983);

Z_{Ak} = impedância de surto de cada mística no trecho k , em Ω ;

h_{Ak} = altura da mística no trecho k , em metros;

r_{Ak} = raio do perfil da mística no trecho k , em metros.

A equação 3.1.3.12 deve ser usada para cada trecho k , para impedância de surto das camadas cilíndricas e para impedância de surto de mística. O trecho que inclui a impedância de surto Z_{Lk} possui mesmo tempo de propagação que o trecho da impedância de surto Z_{Tk} . Após a obtenção de todos os parâmetros desse modelo, a figura 3.1.3.5 apresenta a configuração completa para modelagem em programa digital.

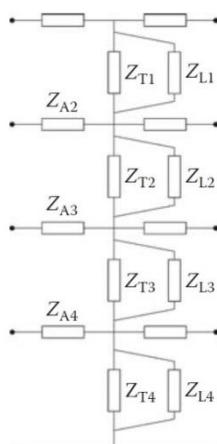


Figura 3.1.3.5 – Modelo multicondutor completo de Hara e Yamamoto.

Fonte: Martinez-Velasco (2010).

Uma desvantagem desse modelo é a obtenção de todos os dados para cálculo dos parâmetros. Detalhes construtivos da torre devem ser fornecidos ao usuário de programa digital, como por exemplo, detalhe

dos perfis que compõem a torre, e isso nem sempre é disponibilizado pelos fabricantes das torres. É notória a nova localização (em pontos diferentes pelos diversos trechos da torre de transmissão) de cada cabo condutor, o que influencia na suportabilidade de cada fase da linha de transmissão.

Apesar da modelagem utilizando multicondutores ser mais exata se comparada com a tradicional que considera somente propagação vertical, a iteração da torre com a descarga atmosférica e o acoplamento eletromagnético entre condutores da linha de transmissão e a própria torre bem como o acoplamento entre treliças não são considerados. Para considerar esses efeitos, as equações da teoria de campo necessitam ser usadas e para isso a estrutura da torre deve ser modelada através de eletrodos cilíndricos que permitem o cálculo de correntes, tensões e campos eletromagnéticos nos próprios eletrodos e no meio onde eles estão inseridos (SALARI FILHO, 2006). Porém essa metodologia requer um grande esforço computacional quando se necessita representar grandes redes ou sistemas.

A subseção seguinte trata da influência do sistema de aterramento das torres.

3.1.4 Resistência de pé de torre

A resistência de pé de torre é com certeza o elemento mais importante no desempenho de uma linha de transmissão frente a surtos atmosféricos. Isso se deve ao fato de que os surtos provenientes no topo da torre viajando em direção à base são amortecidos por reflexões na resistência de pé de torre. A representação da resistência de pé de torre em programas digitais normalmente é feita considerando a resistência medida ou a resistência de projeto que é baseada em 60 Hz, ou resistência a regime permanente.

As concessionárias de energia normalmente possuem padrões de aterramento com valores típicos para resistência de pé de torre que variam com o nível de tensão da linha de transmissão. Essa resistência é altamente influenciada pela resistividade do solo, e caso os valores em campo não sejam satisfatórios se comparados com os de projeto, novas hastes de aterramento ou cabos de contrapeso são inseridos no sistema de aterramento da torre. O objetivo é submeter o aterramento da torre a valores de resistência de pé de torre o mais baixo quanto for possível.

Essa resistência a regime permanente não varia para pequenas intensidades de corrente típicas de pequenas correntes de sequência

zero, provenientes de faltas monofásicas. Porém, esse comportamento não se repete para grandes intensidades de correntes (HILEMAN, 1999).

Para este último caso, tem-se a resistência impulsiva ou resistência dinâmica de pé de torre (no caso de utilização de contrapesos). Para grandes intensidades de corrente percorrendo a resistência de aterramento da torre, ocorre um efeito conhecido como ionização do solo e a resistência a 60 Hz se reduz drasticamente nessa condição. O efeito de ionização do solo é apresentado na figura 3.1.4.1.

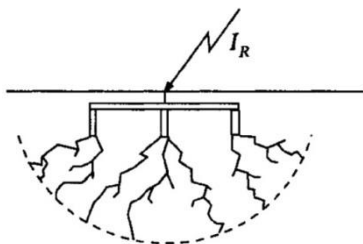


Figura 3.1.4.1 – Efeito da ionização do solo.

Fonte: Hileman (1999).

Quando a corrente I_R da figura 3.1.4.1 ultrapassa a corrente crítica, o solo sofre ionização e microdescargas (denominadas *streamers*) partem do condutor em direção à terra formando uma semiesfera. A corrente crítica que inicia o fenômeno de ionização do solo é indicada em (3.1.4.1) (HILEMAN, 1999).

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{\rho E_0}{R_0^2} \quad (3.1.4.1)$$

Sendo:

I_g = corrente crítica, em kA;

ρ = resistividade do solo, em Ωm ;

E_0 = gradiente crítico de ionização (400 kV/m);

R_0 = resistência da haste de aterramento a 60 Hz, em Ω .

O valor de R_0 é determinado através da equação 3.1.4.2.

$$R_0 = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{4L}{r_0} - 1 \right] \quad (3.1.4.2)$$

Sendo:

L = comprimento da haste de aterramento, em metros;

r_0 = raio da haste de aterramento, em metros.

A resistência de pé de torre impulsiva depende da relação entre a corrente que está fluindo pelo aterramento e a corrente crítica, conforme apresentado pela equação 3.1.4.3.

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{I_R/I_g}} \quad (3.1.4.3)$$

Sendo:

R_i = resistência de pé de torre impulsiva, em Ω .

Em sistemas de aterramento de torres, normalmente utilizam-se contrapesos, que são cabos enterrados em uma profundidade em torno de 1 m abaixo do solo, em direção transversal ao eixo da torre e direção longitudinal (paralela) com o eixo da linha de transmissão. Esses contrapesos são usados para diminuir a resistência final a 60 Hz. Os contrapesos se comportam como um circuito a parâmetros distribuídos e a teoria de ondas viajantes se aplica nesse caso. A onda que incide na base da torre se propaga até o contrapeso, gerando reflexões e refrações nesse ponto de descontinuidade, conforme é indicado na figura 3.1.4.2.

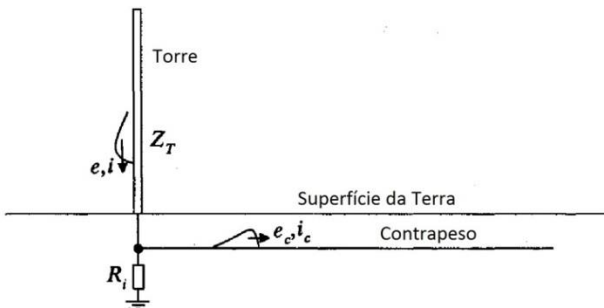


Figura 3.1.4.2 – Propagação de ondas através do contrapeso.

Fonte: Hileman (1999).

Inicialmente, o contrapeso se comporta como uma impedância de surto. Com o passar da onda no contrapeso, a resistência decresce até

assumir o valor da resistência total do contrapeso a 60 Hz. Isso ocorre quando a onda percorre duas vezes o comprimento total do contrapeso (tempo de trânsito da onda incidente no contrapeso mais a onda refletida no comprimento total). Bewley (BEWLEY, 1951) propôs um circuito equivalente para o comportamento dinâmico de um cabo contrapeso, conforme apresentado na figura 3.1.4.3.

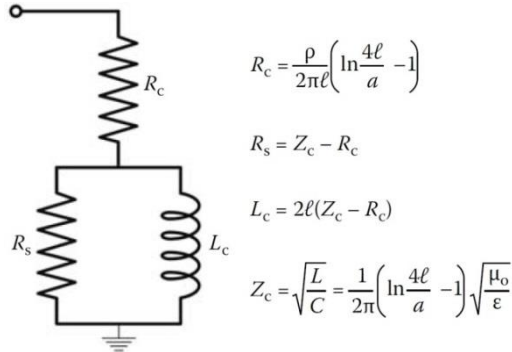


Figura 3.1.4.3 – Circuito equivalente de Bewley para um contrapeso.

Fonte: Martinez-Velasco (2010).

Sendo:

R_c = resistência de escoamento do contrapeso, em Ω ;

R_s = resistência selecionada tal que a impedância de alta frequência corresponda a impedância de surto do contrapeso (Z_c), em Ω ;

L_c = indutância responsável pela transição para a impedância de surto a 60 Hz (R_L), seu valor é dependente do comprimento ℓ e raio a do cabo contrapeso, em H.

O valor de R_L que representa a resistência a 60 Hz do contrapeso é indicado na equação 3.1.4.4, para uma profundidade enterrada d (m).

$$R_L = \frac{\rho}{\pi\ell} \left[\ln \frac{2\ell}{\sqrt{2ad}} - 1 \right] \quad (3.1.4.4)$$

Os valores de resistência impulsiva de hastes e resistência dinâmica de contrapesos tendem a melhorar o desempenho da linha de transmissão, pois reflexões amortecem sobretensões submetidas aos isoladores e, portanto existe menor probabilidade de *backflashovers*.

As representações comentadas nessa seção também possuem as limitações de propagação de ondas eletromagnéticas planas e suas interações com o meio e também a consideração do solo como condutor puro. Dessa forma modelos que utilizem eletrodos cilíndricos também são indicados quando necessita-se aumentar a exatidão dos resultados.

Na próxima subseção é apresentada a modelagem dos isoladores.

3.1.5 Isolador

A representação de isoladores também é de fundamental importância em estudos envolvendo transitórios de frente rápida. É através de sua ruptura que acontecem os *backflashovers* e o surto que atingiu a linha de transmissão (torre ou cabos de blindagem) viaja em direção à subestação (através dos condutores de fase).

Nesse caso, os surtos que incidem nos equipamentos da subestação podem levar à ruptura dos seus dielétricos. Normalmente uma cadeia de isoladores é representada nas simulações por uma chave controlada por tensão em paralelo com um ramo *RC* (IEEE *Working Group 15.08.09*, 2009) e (LEUVEN EMTP CENTER, 1987), conforme apresentado na figura 3.1.5.1.

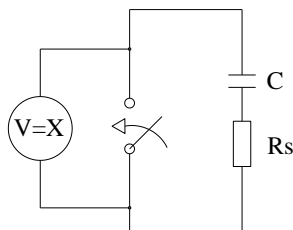


Figura 3.1.5.1 – Chave controlada por tensão.

O instante de fechamento da chave é estabelecido quando a tensão sobre esta ultrapassa do valor de tensão especificado (X na figura 3.1.5.1). Esse valor de tensão é estimado em função do tamanho do *gap* (no caso a cadeia de isoladores) e conforme o tempo até a ruptura (tempo de trânsito entre o ponto atingido da linha de transmissão e a cadeia de isoladores). O valor de tensão limite de ruptura aplicada à cadeia de isoladores é obtida pela curva proposta por Darveniza et al. (DARVENIZA; POPOLANSKIY; WHITEHEAD, 1975), denominada curva $V \times t$, representada na equação 3.1.5.1.

$$V(t) = K_1 + \frac{K_2}{t^{0,85}} \quad (3.1.5.1)$$

Sendo:

V = tensão limite de ruptura da cadeia de isoladores, em kV;

$K_1 = 400L$;

$K_2 = 710L$;

L = comprimento da cadeia, em metros;

t = tempo até ruptura, em μs .

A capacitância C apresentada na figura 3.1.5.1 é inserida no modelo para representar acoplamentos elétricos entre os cabos condutores e a estrutura da torre (IEEE Working Group 15.08.09, 2009). Estudos mostram que de acordo com testes de impulso realizados em várias famílias de tipos de isoladores, a capacitância de cada isolador de vidro é tipicamente 80 pF (IEEE Working Group 15.08.09, 2009). Como uma cadeia é composta por um número n de isoladores, e estes são ligados em série, então a capacitância C é calculada conforme equação 3.1.5.2 (IEEE Working Group 15.08.09, 2009), que é válida tanto para cadeias de ancoragem quanto para cadeias de suspensão.

$$C = \frac{80pF}{n} \quad (3.1.5.2)$$

A resistência R_S , também apresentada na figura 3.1.5.1, tem o objetivo de amortecer prováveis oscilações numéricas em altas frequências, provocadas pela regra trapezoidal de integração numérica em computador digital. Essa resistência pode ser calculada conforme equação 3.1.5.3 (DOMMEL, 1995).

$$R_S = \frac{0,15\Delta t}{2C} \quad (3.1.5.3)$$

Sendo:

R_S = resistência de amortecimento, em Ω ;

Δt = passo de integração, em segundos;

C = capacitância total da cadeia de isoladores em, μF .

O tempo de fechamento da chave fica condicionado ao resultado da curva $V \times t$ da equação 3.1.5.1. O usuário de simulador digital deve comparar o valor da tensão submetida ao isolador (obtida na simulação), com o resultado da equação 3.1.5.1. Caso haja ultrapassagem, considera-se ruptura da cadeia de isoladores no instante em que ocorreu a ultrapassagem. Esse modelo é uma aproximação do fenômeno físico de ruptura de uma cadeia de isoladores, pois considera somente ultrapassagens do valor de pico da onda de tensão. Após a modelagem de todos os componentes da linha de transmissão, é necessário também representar os componentes da subestação para compor a rede que será avaliada através de estudos de simulação. A próxima seção aborda a modelagem de barramentos da subestação.

3.2 BARRAMENTOS

Os barramentos da subestação também podem ser percorridos pelos surtos e devem ser modelados adequadamente para o tipo de análise em questão. Em uma subestação, existem vários tipos de barramentos, que são dependentes do seu arranjo físico. Porém cada variação de arranjo necessariamente terá no mínimo três componentes, sendo eles: barramento superior, barramento principal ou intermediário e barramento inferior.

O barramento superior é responsável pela conexão de entrada das linhas de transmissão com a subestação. O barramento inferior realiza a interligação entre os equipamentos. O barramento principal ou intermediário faz a junção de todos os circuitos provenientes da subestação e é chamado também de barramento de manobra.

A operação do barramento principal é dependente do esquema de manobra da subestação, que por sua vez depende do nível de tensão da subestação ou do nível de confiabilidade e flexibilidade que determinada instalação exige. Os condutores desses barramentos podem ser flexíveis, concebidos com cabos flexíveis, normalmente compostos de alumínio, ou então rígidos, constituídos de tubos metálicos, que podem ser de alumínio ou cobre. Somente o barramento superior é essencialmente flexível. A figura 3.2.1 apresenta uma configuração típica de barramentos de uma subestação.

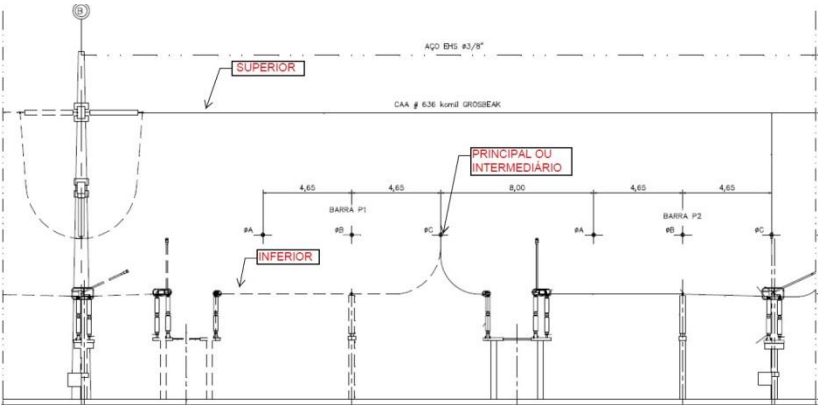


Figura 3.2.1 - Barramentos de uma subestação - superior, principal ou intermediário e inferior.

O barramento principal, na grande maioria das aplicações, é perpendicular aos barramentos superior e inferior. Esses barramentos são percorridos pelas maiores correntes da subestação, em situação normal de operação (regime permanente). Como esses barramentos atravessam a subestação perpendicularmente, geralmente o comprimento total desses é bem maior se comparado com o barramento superior e inferior. Dessa forma, eles precisam ser sustentados fisicamente por isoladores de pedestal. Para altas frequências, estes isoladores são representados como uma capacitância para a terra para cada trecho de barramento. Sendo assim, reproduzem o efeito da dominância capacitiva para descargas atmosféricas.

Valores típicos para as capacitâncias desses isoladores de pedestal ou isoladores suporte são apresentados na tabela 3.2.1, de acordo com o nível de tensão (IEEE Working Group 15.08.09, 2009).

Tabela 3.2.1- Valores típicos de capacitância para uso na modelagem de isoladores de pedestal.

Equipamento	Capacitância para Terra		
	115 kV	400 kV	765 kV
Isolador de Pedestal (ou Suporte)	80 pF	120 pF	150 pF

Fonte: IEEE Working Group 15.08.09 (2009).

Caso o nível de tensão do isolador a ser modelado não se encontre na tabela 3.2.1, deve ser escolhido o valor mais próximo possível. Os barramentos também possuem a característica de comprimento elétrico da linha de transmissão. Dessa forma também são

representados por parâmetros distribuídos, permitindo assim a análise por ondas viajantes. Neste trabalho, os modelos a parâmetros distribuídos constantes com a frequência (Bergeron), e a parâmetros distribuídos e dependentes da frequência (J. Martí) são usados para representar os barramentos.

Essa representação é feita da mesma forma que na linha de transmissão, já comentado na seção 3.1.

Além das limitações já citadas na seção 3.1 para propagação de ondas eletromagnéticas planas e quase-estacionárias que são próprias dos modelos tradicionais em programas do tipo EMTP, para barramentos de subestação existem outros fenômenos físicos não possíveis de se representar. Os diversos vãos de uma subestação possuem acoplamentos eletromagnéticos entre si, além da conexão entre barramentos ser realizada por condutores no sentido vertical ao plano do solo. Essas características dos fenômenos físicos envolvidos nesse espaço não podem ser representadas com exatidão quando da utilização de programas do tipo EMTP. Como já comentado na seção 3.1, ondas esféricas são utilizadas para representar a propagação de campo eletromagnético em altas frequências. Essa característica física pode ser representada utilizando uma metodologia tridimensional de análise de campo eletromagnético. As equações de Maxwell podem ser manipuladas matematicamente no domínio do tempo através do método de elementos finitos que considera vários elementos tridimensionais básicos para representar os condutores constituintes do meio onde se deseja representar (SALARI FILHO, 2006) e assim permitir a representação de ondas esféricas. Outra metodologia, que é baseada no trabalho de Carlos Portela (PORTELA, 1997a,b), utiliza a representação por condutores de comprimento finito que consideram a indutância mútua entre condutores em quaisquer posições em relação ao solo. Essa modelagem considera uma densidade de carga linear ao longo do eletrodo representado e também é própria para representar ondas esféricas (SANTOS JÚNIOR, 2009) e (ARRUDA, 2012). Esses métodos possuem maior precisão e não são utilizados no domínio do tempo. Para grandes redes essas metodologias necessitam de alto esforço computacional para manipulação das equações da teoria de campo (vários eletrodos finitos ou elementos tridimensionais básicos a serem representados).

A próxima seção apresenta a modelagem dos equipamentos que são interligados pelos barramentos inferiores da subestação.

3.3 EQUIPAMENTOS

A modelagem de uma subestação para estudos de transitórios de frente rápida também inclui a representação de todos os dispositivos e equipamentos que podem ser percorridos por um surto proveniente de descargas atmosféricas.

Alguns dos dispositivos e/ou equipamentos típicos que podem ser encontrados em uma subestação são apresentados na figura 3.3.1.

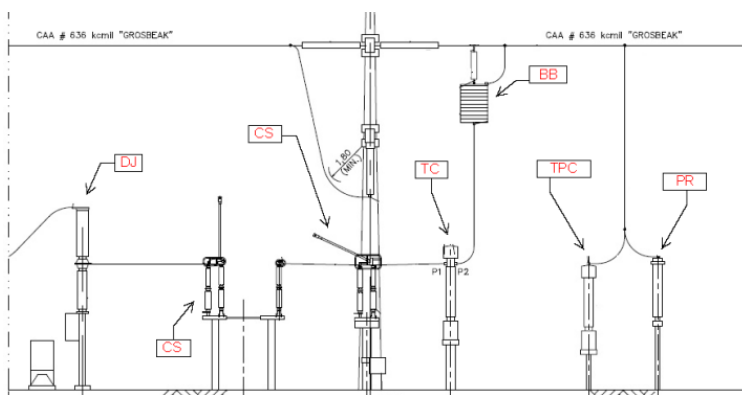


Figura 3.3.1- Equipamentos típicos de uma subestação.

Transformadores de potencial capacitivo (TPC), bobinas de bloqueio (BB), transformadores de corrente (TC), chaves seccionadoras (CS), disjuntores (DJ) e para-raios (PR) são alguns dos equipamentos que podem ser encontrados em subestações e que necessitam ser modelados. Esses equipamentos são em grande maioria representados por uma capacitância de surto para terra, visto que para altas frequências normalmente é a capacitância que dita o comportamento para surtos.

Um grupo de trabalho do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) desenvolveu um guia de modelagem e análise de transitórios no sistema, para uso em programas digitais (IEEE Working Group 15.08.09, 2009). Esse guia recomenda alguns valores de capacitâncias a serem usados, de acordo com o nível de tensão do equipamento. Esses valores foram retirados de diversas informações de fabricantes. Os valores recomendados são apresentados na tabela 3.3.1.

Tabela 3.3.1- Valores típicos de capacitância para utilização na modelagem de equipamentos.

Equipamento	Capacitância para Terra		
	115 kV	400 kV	765 kV
Chave Seccionadora	100 pF	200 pF	160 pF
Disjuntor	100 pF	150 pF	600 pF
Transformador de Potencial Capacitivo	8000 pF	5000 pF	4000 pF
Transformador de Potencial Indutivo	500 pF	550 pF	600 pF
Transformador de Corrente	250 pF	680 pF	800 pF

Fonte: IEEE *Working Group 15.08.09* (2009).

Essa tabela prevê três níveis de tensão apenas. Para o caso de equipamentos que não possuam as tensões apresentadas na tabela 3.3.1, deve-se então escolher o nível mais próximo (por exemplo, para 230 kV → escolher 400 kV). Bobinas de bloqueio também são encontradas frequentemente em vãos de entrada de linha de transmissão, normalmente somente em uma das fases. Esses equipamentos fazem parte do sistema de comunicação. Atualmente, com o uso de fibras ópticas, têm caído em desuso. A sua modelagem interfere no surto de entrada na subestação. Os valores típicos dessas capacitâncias são derivados de heurísticas dos profissionais que trabalham com estudos elétricos. Os valores dessas capacitâncias comumente usadas são apresentados na tabela 3.3.2.

Tabela 3.3.2- Valores típicos de capacitância para utilização na modelagem de bobinas de bloqueio.

Equipamento	Capacitância para Terra		
	138 kV	230 kV	525 kV
Bobina de Bloqueio	225 pF	300 pF	450 pF

No caso da modelagem de uma subestação completa, é muito importante saber como os equipamentos de manobra (disjuntores e chaves seccionadoras) operam. Diversos esquemas de manobras podem ser aplicados a uma subestação, e esses esquemas determinam a condição que normalmente o sistema funciona para determinada instalação (subestação 230/69 kV, por exemplo). Caso existam equipamentos de manobra que normalmente operem abertos, estes devem ser representados da mesma forma na modelagem em programa digital. A representação do estado inicial de um equipamento de manobra de acordo com sua característica operativa é comentada no Capítulo 5. A próxima seção aborda a modelagem dos para-raios, que

são equipamentos essenciais para a coordenação de isolamento da subestação em geral e dos transformadores.

3.4 PARA-RAIOS

O para-raios pode ser considerado o equipamento mais importante na coordenação de isolamento de uma subestação, pois é através da sua tensão residual que todos os outros equipamentos são dimensionados e/ou escolhidos referente aos seus isolamentos (BIL e BSL).

Os para-raios podem ser divididos em dois tipos (D'AJUZ et al., 1987):

- Para-raios com *gap* e com varistor de carboneto de silício (SiC);
- Para-raios com ou sem *gap* e com varistor de óxido de zinco (ZnO).

Varistores são resistores não lineares, que na situação ideal têm a propriedade de manter uma tensão constante em seus terminais para qualquer condição. Os resistores não lineares de carboneto de silício possuem uma característica de absorção de energia bem menor que o de óxido de zinco, se considerar para-raios de mesma tensão nominal e MCOV (*Maximum Continuous Operating Voltage*). Além disso, a característica não linear própria desses elementos é menos pronunciada se comparada com elementos de óxido de zinco. Isso pode ser verificado pelas figuras 3.4.1 e 3.4.2.

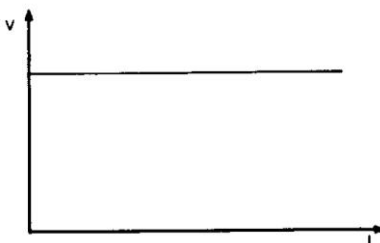


Figura 3.4.1- Característica ideal do para-raios.

Fonte: D'Ajuz et al.(1987).

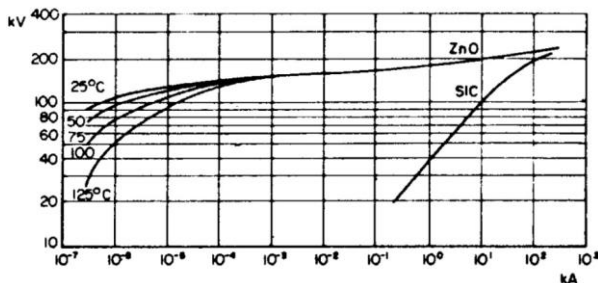


Figura 3.4.2- Característica real do para-raios.

Fonte: D'Ajuz et al. (1987).

Em estudos de coordenação de isolamento, principalmente levando em consideração a análise de transitórios oriundos de descargas atmosféricas, com os quais possuem frente de ondas íngremes, e por consequência, valores altos de frequências a serem analisadas, é importante que o modelo considerado no estudo em programas digitais seja fiel ao seu comportamento físico. Nesse trabalho o interesse é no comportamento dinâmico do para-raios. Esse comportamento é caracterizado para uma faixa ampla de frequências.

Da equação 3.4.1, é extraído o comportamento do para-raios para regiões em torno da frequência fundamental, até algumas dezenas de harmônicas acima (D'AJUZ et al., 1987).

$$I = KV^\alpha \quad (3.4.1)$$

Sendo:

I = corrente de descarga no para-raios, em kA;

K = constante que depende do projeto do para-raios;

α = constante que depende do tipo de varistor utilizado, varia de 4 a 6 para para-raios de SiC e 25 a 30 para para-raios de ZnO;

V = tensão residual, em kV.

A tensão residual de um para-raios é a tensão ao qual ele apresenta em seus terminais, após ser submetido a algum impulso (sobretensão ou surto), seja ele proveniente de manobras na subestação ou linha de transmissão, ou mesmo proveniente de descargas atmosféricas. Como se observa na figura 3.4.3, a tensão residual E_A viaja na direção da subestação, e quanto menor for seu valor e menor for a distância d , menor será a sobretensão no equipamento protegido.

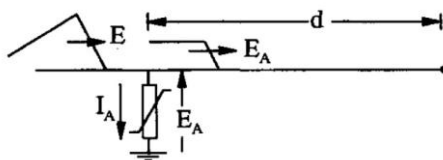


Figura 3.4.3- Tensão residual no para-raios e distância até equipamento.
Fonte: Hileman (1999).

Esse valor de tensão residual é dependente de algumas características como: tensão nominal, capacidade de absorção de energia (classe) e tipo de para-raios. O comportamento mostrado na figura 3.4.2 é regido pela equação 3.4.1 e é válido para a maioria das aplicações em estudos envolvendo para-raios. Entretanto, quando a frequência de interesse é alta (centenas de kHz até MHz), esse modelo não pode ser utilizado, pois o comportamento do para-raios para frequências dessa magnitude não é regido pela equação 3.4.1. Nas altas frequências, o para-raios tem um comportamento muito peculiar, que é adiantar a crista da tensão em relação à crista da corrente (TOMINAGA et al., 1979) como pode ser observado na figura 3.4.4.

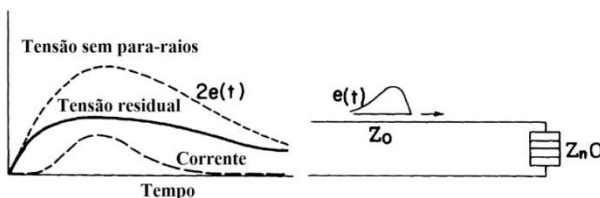


Figura 3.4.4- Tensão Residual e Corrente de Descarga no para-raios.
Fonte: Tominaga et al. (1979).

Esse comportamento apresentado na figura 3.4.4 se assemelha com a resposta de um circuito RL . Sendo assim, a modelagem do para-raios para comportamento dinâmico deve considerar esse efeito.

Em 1992, um grupo de trabalho do IEEE (IEEE Working Group 3.4.11, 1992) propôs um modelo que considera o comportamento dinâmico do para-raios em uma ampla faixa de frequência. Esse modelo tornou-se um padrão nos estudos de coordenação de isolamento, sendo bastante utilizado.

O modelo IEEE é o que fornece os menores erros (melhores resultados) em relação aos valores medidos de ensaios em para-raios (BAYADI et al., 2003) se comparado com modelos propostos

posteriormente a esta publicação. Este modelo, no entanto, apresenta duas desvantagens que dificultam sua utilização, a saber: necessidade de dados detalhados por parte do fabricante a respeito das pastilhas (blocos) de óxido de zinco (ZnO); e a necessidade de várias iterações no cálculo dos parâmetros do modelo. Para contornar esse problema, em 1999, Pinceti e Giannettoni propuseram um modelo de para-raios que independe desses dados detalhados (PINCETI; GIANNETTONI, 1999). Esse modelo é derivado do modelo IEEE e, desde então, tem sido amplamente utilizado. O modelo do IEEE e de Pinceti e Giannettoni são utilizados nesse trabalho, pois, segundo a literatura, apresentam as melhores respostas referentes às medições de campo em para-raios (BAYADI et al., 2003).

As próximas subseções apresentam e explicam o funcionamento desses modelos.

3.4.1 Modelo do IEEE

O modelo do IEEE foi testado em laboratório, por vários anos, para muitos modelos de para-raios de óxido de zinco de diversos fabricantes. Esse modelo reproduz o fenômeno físico de avanço da crista da tensão residual em relação à crista da corrente. Esse fenômeno só ocorre para correntes com frente de onda de $8\ \mu\text{s}$ ou inferiores (IEEE *Working Group* 3.4.11, 1992). Outro fenômeno físico importante observado, é o acréscimo da tensão de acordo com a diminuição do tempo de frente da corrente de surto, para amplitudes iguais. A tensão nesse caso aumenta em torno de 6%, para um decréscimo do tempo de frente da onda da corrente de $8\ \mu\text{s}$ para $1,3\ \mu\text{s}$ (IEEE *Working Group* 3.4.11, 1992). O modelo do IEEE é apresentado na figura 3.4.1.1.

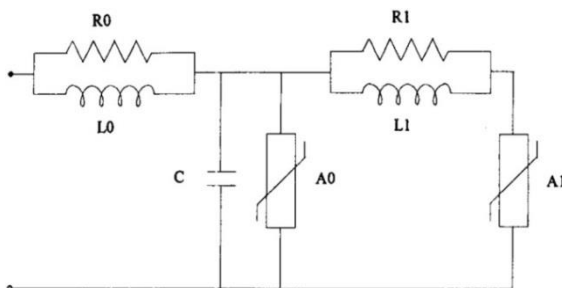


Figura 3.4.1.1- Modelo dinâmico do IEEE para representação dos para-raios.

Fonte: IEEE *Working Group* 3.4.11 (1992).

A figura 3.4.1.1 apresenta cinco parâmetros concentrados de circuitos elétricos, que necessitam ser calculados e duas curvas $V \times I$, não lineares com a necessidade de serem ajustadas.

O cálculo dos parâmetros é dado pelas equações 3.4.1.1 a 3.4.1.5.

$$L_1 = \frac{15d}{n} \quad (3.4.1.1)$$

$$R_1 = \frac{65d}{n} \quad (3.4.1.2)$$

$$L_0 = \frac{0,2d}{n} \quad (3.4.1.3)$$

$$R_0 = \frac{100d}{n} \quad (3.4.1.4)$$

$$C = \frac{100n}{d} \quad (3.4.1.5)$$

Os indutores dessas equações são expressos em μH , os resistores em Ω e o capacitor em pF. Sendo que n e d são respectivamente, o número de colunas em paralelo de discos e/ou pastilhas de óxido de zinco e a altura total do para-raios. As informações desses valores são de difícil acesso, devido à necessidade de informações detalhadas dos arranjos físicos internos de construção do para-raios, normalmente disponíveis apenas pelo fabricante (segredo industrial).

A indutância L_0 do modelo representa o campo magnético nas vizinhanças próximas do para-raios. O resistor R_0 é utilizado para estabilizar oscilações numéricas. A capacitância C representa a capacitância terminal para terra do para-raios.

A indutância L_1 e a resistência R_1 fazem o papel de filtro (passa baixa) entre os dois resistores não lineares (curvas $V \times I$) A_0 e A_1 , que são determinados segundo ilustrado na figura 3.4.1.2, onde o eixo das abcissas são as correntes (em A) e o eixo das ordenadas são as tensões (em pu da tensão nominal do para-raios).

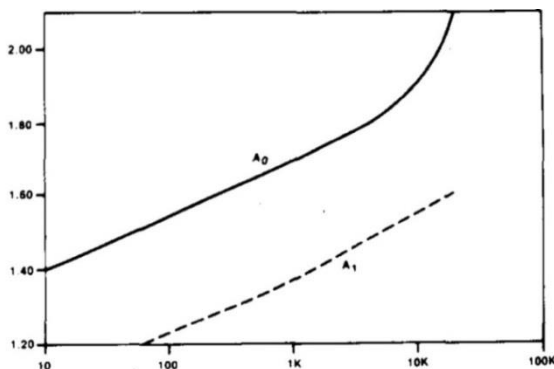


Figura 3.4.1.2- Curvas $V \times I$ dos resistores não lineares usados no modelo do IEEE.

Fonte: IEEE Working Group 3.4.11 (1992).

Quando a corrente de descarga no para-raios possuir frentes de onda lentas típicas de surtos de manobra, o filtro RL configura-se como uma baixa impedância, fazendo com que os elementos não lineares (resistores) A_0 e A_1 fiquem em paralelo e a tensão residual total no para-raios seja governada pela tensão no ramo A_1 , que é mais baixa em relação ao ramo A_0 . Pode-se então chamar a curva $V \times I$ do ramo A_1 , como a curva utilizada pelo modelo para resposta a surtos de manobra.

Caso a corrente de descarga no para-raios apresente frentes de onda rápidas, como no caso de surtos devido a descargas atmosféricas, o filtro RL se comporta como uma alta impedância, direcionando a corrente de descarga a passar em maior quantidade pelo ramo A_0 em relação ao ramo A_1 . Pode-se dizer então que o ramo A_0 é a curva $V \times I$ para resposta a impulsos atmosféricos. A implementação no ATP para os ramos A_0 e A_1 é obtida utilizando o elemento não linear tipo 92 (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). Os dados necessários da curva $V \times I$ podem ser encontrados em (IEEE Working Group 3.4.11, 1992). Testes de injeção de correntes, através de ondas com frente lenta e rápida necessitam ser aplicados ao modelo implementado. Essas correntes devem ter a mesma amplitude dos dados do catálogo do para-raios modelado (dados de ensaio do fabricante). A tensão residual deve então ser obtida via simulação e verificado o erro da medida em relação ao valor da tensão residual apresentado no catálogo do fabricante. Primeiramente este teste de aceitação do modelo é realizado para as ondas de frente lentas. Caso os valores medidos de tensão residual

possuam erros grandes, um ajuste é necessário nas tensões dos elementos A_0 e A_1 até que os erros se tornem aceitáveis.

Após esse ajuste, o teste de aceitação para as ondas de frente rápida é feito considerando uma onda com tempo de frente de $8 \mu\text{s}$ e tempo de cauda de $20 \mu\text{s}$ ($8/20 \mu\text{s}$). Caso as medições de tensão residual produzidas pelo modelo apresentem alto erro em relação ao dado de fabricante, então é necessário um ajuste no valor do parâmetro L_1 , até que o valor do erro fique dentro de um limite aceitável.

Cabe destacar que essa característica iterativa ainda na fase de modelagem se constitui em uma desvantagem desse modelo, pois o tempo necessário para sua confecção é maior que em outros modelos apresentados na literatura. Porém, com o processo iterativo encerrado, o modelo IEEE produz os menores erros em relação às medições disponibilizadas pelos fabricantes e, por esse motivo, recomenda-se o seu uso, caso se tenha a disposição informações do arranjo construtivo interno do para-raios.

3.4.2 Modelo de Pinceti & Giannettoni

Atualmente o modelo de Pinceti & Giannettoni (PINCETI; GIANNETTONI, 1999) é amplamente utilizado pela facilidade de encontrar os seus parâmetros e, por conseguinte, de implementação. O circuito da figura 3.4.2.1 apresenta os elementos usados nesse modelo.

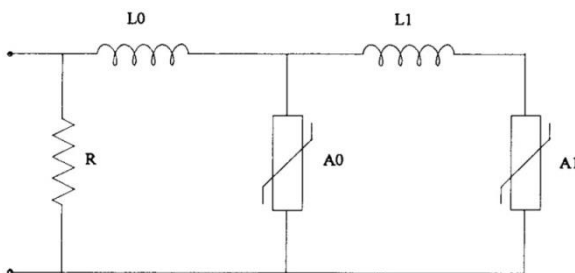


Figura 3.4.2 1- Modelo dinâmico de Pinceti & Giannettoni.

Fonte: Pinceti e Giannettoni (1999).

É notória a semelhança com o modelo proposto pelo IEEE. O capacitor é retirado desse modelo, pois se acredita que o seu uso tem pouca influência nos resultados. O resistor R agora está em paralelo com a entrada do modelo, e também funciona como estabilizador de oscilações numéricas nas simulações digitais, o valor utilizado é de

1M Ω . Os indutores L_0 e L_1 agora fazem um papel de selecionar a quantidade de corrente que vai passar pelos ramos A_0 e A_1 , que por sinal, continuam sendo elementos não lineares.

A maior diferença desse modelo é a não dependência de parâmetros físicos do para-raios.

O cálculo dos indutores L_0 e L_1 é apresentado nas equações 3.4.2.1 e 3.4.2.2.

$$L_1 = \frac{1}{4} \cdot \frac{V_{1/T_2} - V_{10}}{V_{10}} \cdot V_n \quad (3.4.2.1)$$

$$L_0 = \frac{1}{12} \cdot \frac{V_{1/T_2} - V_{10}}{V_{10}} \cdot V_n \quad (3.4.2.2)$$

Os indutores continuam sendo dados em μH , os valores das tensões V_{1/T_2} , V_{10} e V_n são dados em kV. O valor V_{1/T_2} é a tensão residual do para-raios para um corrente de descarga de 10 kA, frente de onda de $1\mu\text{s}$ e tempo de cauda de $T_2\mu\text{s}$. O valor de T_2 é um dado de catálogo (valor ensaiado) de fabricante. O valor V_{10} é a tensão residual para uma corrente de descarga de 10 kA, tempo de frente de $8\mu\text{s}$ e tempo de cauda de $20\mu\text{s}$ ($8/20\mu\text{s}$) que também é encontrado facilmente em catálogo de fabricante. O valor de V_n é a tensão nominal do para-raios. Dados referentes a surtos de manobra não são utilizados. A determinação dos elementos não lineares A_0 e A_1 seguem as curvas da referência (PINCETI; GIANNETTONI, 1999). Os testes de aceitação do modelo são realizados da mesma maneira que no modelo do IEEE, porém somente ondas de frente rápidas (impulso atmosférico de $8/20\mu\text{s}$ e $1/T_2\mu\text{s}$) são aplicadas na aceitação do modelo computacional. Os valores dos erros, em relação aos apresentados pelo fabricante, também são baixos na maioria dos casos. Isso justifica a vasta utilização do modelo de Pinceti & Giannettoni. Uma das vantagens é justamente a necessidade de somente uma iteração para calcular os parâmetros do modelo. Caso os erros sejam elevados (modelo insatisfatório), nenhuma correção é feita e, portanto a melhor solução seria partir para a utilização do modelo do IEEE. A modelagem do transformador é assunto da próxima seção.

3.5 TRANSFORMADOR

O transformador é um equipamento complexo de se modelar, sobretudo se o objetivo é dispor de um modelo detalhado. Um modelo para estudos de transitórios eletromagnéticos, válido para todas as aplicações e faixas de frequências associadas, é impraticável.

De fato, a representação dos transformadores nas simulações depende das frequências associadas ao fenômeno sob análise.

Uma das contribuições do presente trabalho, conforme citado anteriormente, é a avaliação da suportabilidade do transformador para surtos provenientes de descargas atmosféricas, fazendo uso da metodologia da densidade espectral de energia e do Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF). Para esse caso, as frequências associadas se situam na faixa dos transitórios de frente rápida (*Fast Front Transients* – 10 kHz à 3 MHz).

Quando se trata de um modelo válido para transitórios de frente rápida, é muito importante a representação das capacitâncias das buchas para o solo, da parte ativa (núcleo) para o tanque, entre enrolamentos e entre espiras (MARTINEZ-VELASCO, 2010). Esses dados são dependentes da geometria física do conjunto tanque-enrolamentos-núcleo. As figuras 3.5.1 a 3.5.3 apresentam todos os elementos a serem representados para uma melhor modelagem do comportamento físico do transformador. Nessas figuras percebe-se que existem várias representações, tanto no que diz respeito a uma seção de espiras, entre discos de uma bobina, e entre bobina, núcleo e tanque. Nota-se também que qualquer que seja a representação, trata-se basicamente de uma rede de elementos passivos *RLC* (resistências, indutâncias e capacitâncias) que são distribuídos em torno do enrolamento, bobina ou entre espiras.

Esses elementos passivos apresentam valores diferentes de acordo com a frequência aplicada sobre eles. Sendo assim, necessita-se de um modelo que represente essas variações do comportamento dos parâmetros com a frequência. A representação mostrada nas figuras já citadas não leva em consideração algum elemento não linear, que é usual representar em situações de saturação do núcleo.

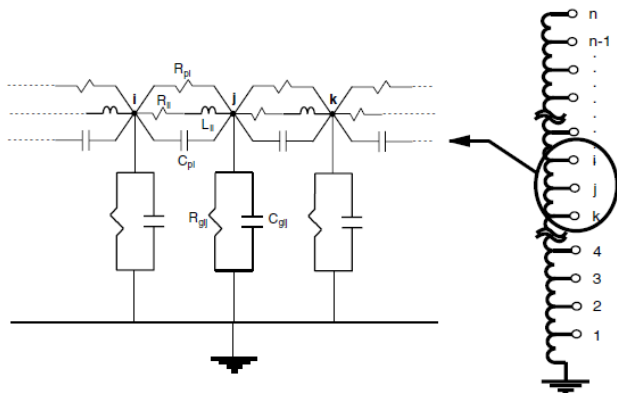


Figura 3.5.1- Parâmetros entre espiras (seção i-j-k do enrolamento).
Fonte: Harlow (2004).

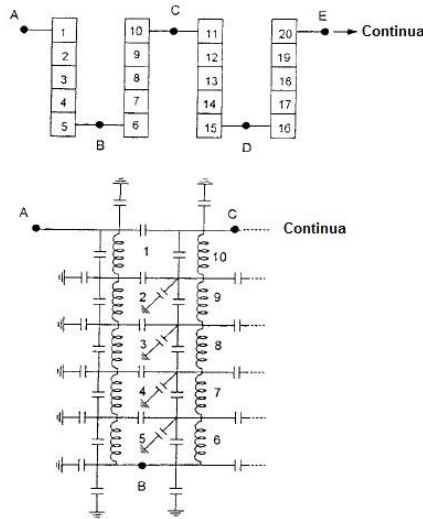


Figura 3.5.2- Parâmetros entre discos de bobina (disco 1 até 10).
Fonte: Das (2010).

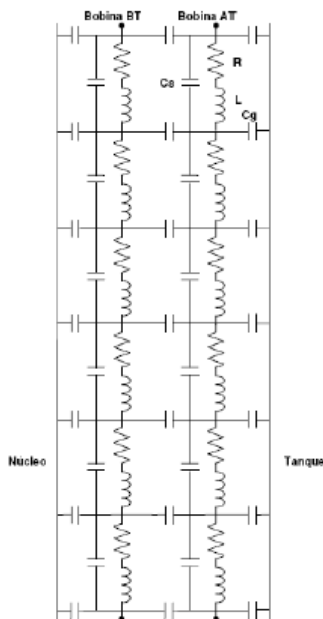


Figura 3.5.3- Parâmetros entre bobinas, núcleo e tanque.

Fonte: Rocha et al. (2010).

Cada modelo de transformador selecionado para o estudo deve permitir a avaliação do comportamento físico associado, de acordo com o que este se propõe a investigar. Para isso, é muito importante que o restante da rede que esteja conectada ao transformador também seja coerente com os fenômenos físicos. O interesse desse trabalho é com os transitórios de frente rápida e a tabela 3.5.1 apresenta a importância de alguns efeitos físicos com relação ao fenômeno.

Tabela 3.5.1- Guia de Modelagem de Transformadores.

Guia de Modelagem para transformadores				
Parâmetro / Efeito	Transitórios de Baixa Frequência	Transitórios de Frente Lenta	Transitórios de Frente Rápida	Transitórios de Frente Muito Rápida
Impedância de Curto - Circuito	Muito Importante ¹¹	Muito Importante	Importante	Desprezível
Saturação	Muito Importante ¹²	Importante	Desprezível	Desprezível
Perdas no Ferro	Importante	Desprezível	Desprezível	Desprezível
Correntes Parasitas	Muito Importante ²¹	Importante	Desprezível	Desprezível
Acoplamento Capacitivo	Desprezível ²²	Importante	Muito Importante	Muito Importante

¹¹ Sem importância para ferroressonância. Entretanto, pode ter um efeito na frequência da rede a montante, especialmente crítico sob 300 Hz (faixa de harmônico).

¹² Sem importância para a maioria dos casos com interação de controle, condições de harmônicas não causadas por saturação, e outros casos sem saturação.

²¹ Somente para fenômeno de ressonância.

²² Capacitâncias podem ser muito importante para alguns casos de ferroressonância.

Fonte: Martinez-Velasco (2010).

Como pode ser observado da tabela 3.5.1, efeitos de saturação, perdas no ferro, perdas por correntes de fuga (parasitas) e correntes de Foucault não são importantes para a modelagem do transformador para altas frequências. Isso se deve ao fato de que para altas frequências o núcleo age como uma barreira para penetração de fluxo, ou seja, a indutância do núcleo se comporta como um elemento completamente linear, pois a densidade de fluxo magnético é reduzida e os tempos associados (fenômenos muito rápidos) não são suficientes para se ter o realinhamento dos domínios magnéticos das chapas de aço silício que compõem o núcleo (MARTINEZ-VELASCO, 2010).

O modelo do transformador para altas frequências visando análise de surtos de frente rápida pode ser determinado através da aplicação de fórmulas baseadas nas configurações geométricas, através de simulações de campos eletromagnéticos, usando elementos finitos, ou através de medições nos terminais dos transformadores, realizados em laboratório ou campo (MARTINEZ-VELASCO, 2010). Este último é chamado de modelo “caixa-preta”, pois considera somente o comportamento transitório visto dos terminais do transformador, sendo os parâmetros do

modelo determinados através das curvas obtidas no ensaio de resposta em frequência.

Os demais métodos para determinação dos parâmetros, que são dependentes da geometria do transformador, são de difícil implementação, pois a geometria depende do projeto do transformador, e normalmente não é informada pelo fabricante, pois, é considerado “segredo industrial” característico da competição entre as empresas fabricantes.

As subseções a seguir apresentam algumas alternativas para modelar o transformador sob a óptica das altas frequências.

3.5.1 Capacitância de surto para terra

Uma forma de se modelar um transformador para fenômenos de altas frequências da maneira simples é considerá-lo somente como uma capacitância concentrada para a terra. Sabe-se que com o aumento da frequência, a reatância capacitiva decresce e a reatância indutiva se eleva. Nesse caso, para altas frequências, as indutâncias do modelo geométrico se tornam um circuito aberto e as capacitâncias se tornam um curto circuito (vide figuras 3.5.1 a 3.5.3). Sendo assim, considera-se que para um surto de entrada nos terminais do transformador, os instantes iniciais da interação do transformador com a rede, que figura na casa dos microssegundos (μs), pode ser perfeitamente modelado somente como uma capacitância. Como o interesse da análise é o efeito dos transitórios de altas frequências, que duram poucos microssegundos, essa simplificação pode ser feita sem maiores problemas e sem comprometer os resultados, em uma primeira análise.

Existem duas formas de calcular ou prever a capacitância a ser representada no modelo computacional, uma delas é considerar valores típicos (HILEMAN, 1999), que dependem da potência do transformador. Outra forma é obter um valor aproximado de capacitância diretamente da curva de admitância terminal, a partir do ensaio de resposta em frequência.

A primeira forma considera a capacitância total do transformador dependente da sua potência e de constantes que variam de acordo com o nível de isolamento para impulsos atmosféricos (BIL). A equação 3.5.1.1 rege o cálculo dessa capacitância (HILEMAN, 1999).

$$C_T = A(MVA)^B \quad (3.5.1.1)$$

O valor MVA da equação 3.5.1.1 é a potência do transformador dada em MVA, e as constantes A e B são adimensionais e são retiradas da tabela 3.5.1.1.

Tabela 3.5.1.1 - Constantes A e B para cálculo da capacitância de surto total do transformador.

Constantes A e B							
BIL [kV]	A	B	C_T para 20MVA	BIL [kV]	A	B	C_T para 20MVA
110	1,5	0,62	9,6	350	1,1	0,52	5,2
150	1,5	0,58	8,5	450	1,0	0,46	4,0
200	1,4	0,58	8,0	550	0,8	0,51	3,7
250	1,2	0,56	6,4	650	0,6	0,52	2,9

Fonte: Hileman (1999).

Como o isolamento do transformador para impulso atmosférico é dependente da sua classe de tensão, constata-se que as constantes, e, por conseguinte, a capacitância total do transformador também depende da classe de tensão. O valor da capacitância calculada pela equação 3.5.1.1 é expresso em nF. Observa-se que quanto maior for o nível de isolamento do transformador, ou maior for sua classe de tensão, menor será a capacitância de surto para terra. Quando não se dispõe desses dados, mas porventura se dispõe da curva de resposta em frequência do transformador, utiliza-se outro “artifício” para modelagem da capacitância de surto para terra. Para este caso, é necessária informação da curva de admitância para o terminal que se deseja calcular a capacitância.

De posse da curva de admitância terminal, obtida pelas informações do ensaio de resposta em frequência, primeiramente escolhe-se a região com a qual se deseja trabalhar, que no caso desse trabalho está entre 10 kHz e 2 MHz. A figura 3.5.1.1 apresenta a região.

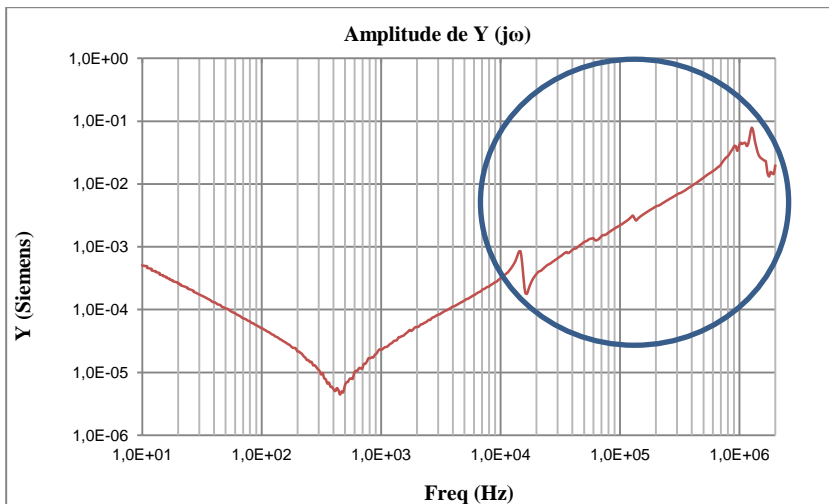


Figura 3.5.1.1- Região de interesse da curva $Y(j\omega)$.

Com a região demarcada, acha-se uma relação entre os valores internos a esta região que remetam a uma capacitância que simule aproximadamente o comportamento do transformador para estas frequências nesse intervalo. Para isso, a região demarcada necessita ser linearizada, como apresentado na figura 3.5.1.2.

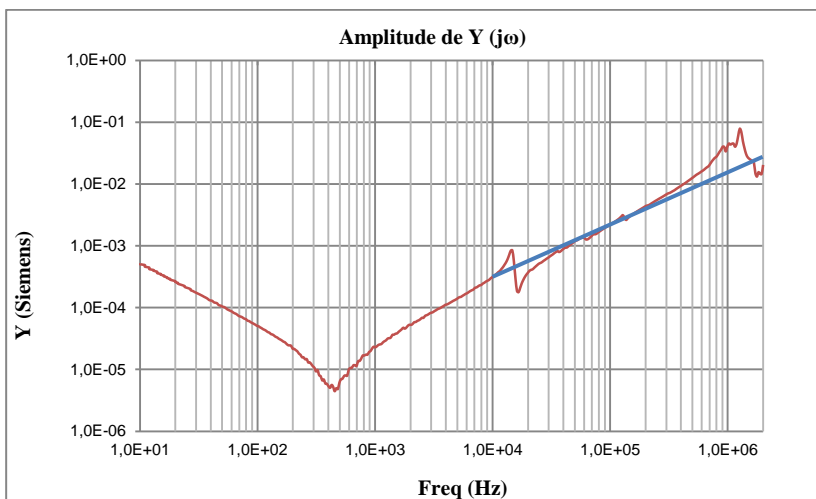


Figura 3.5.1.2- Linearização da região de interesse da curva $Y(j\omega)$.

De posse dessa área linearizada, aplica-se a equação da reta para obter o coeficiente de inclinação de acordo com as equações 3.5.1.2 e 3.5.1.3:

$$y = Ax \quad (3.5.1.2)$$

$$A = \frac{\Delta y}{\Delta x} \quad (3.5.1.3)$$

A figura 3.1.5.3 apresenta a curva de ângulo de fase da impedância terminal, que também é obtida do ensaio de resposta em frequência. Observa-se o comportamento capacitivo para frequências mais altas (ângulo negativo).

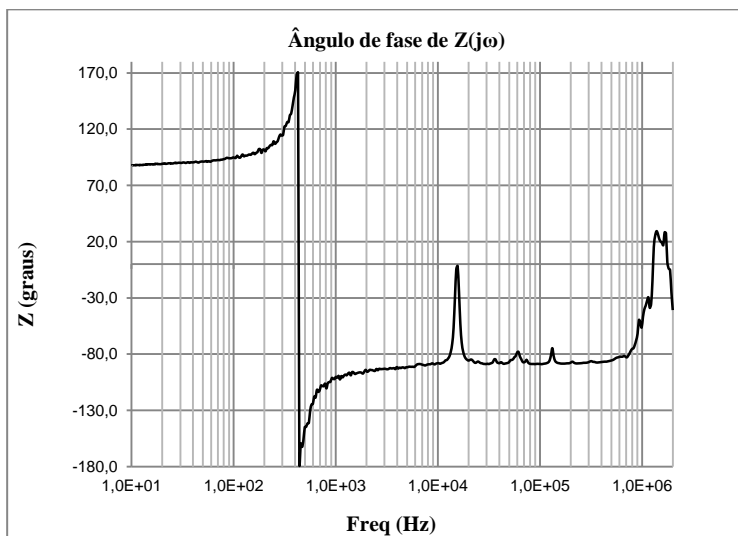


Figura 3.5.1.3 – Ângulo de fase da impedância terminal.

No presente trabalho, em uma das representações consideradas, faz-se uso de apenas uma capacitância de surto para terra como modelo do transformador. Sendo assim, haverá somente a susceptância capacitiva (B_C) para representar, pois nas altas frequências, a admitância é predominantemente capacitiva. Desse modo, calcula-se a capacitância de acordo com a equação 3.5.1.4.

$$C = \frac{\Delta Y}{\Delta(2\pi f)} = \frac{\Delta B_c}{\Delta(2\pi f)} \quad (3.5.1.4)$$

Ambos os modelos aqui apresentados são válidos para uma estreita faixa de frequência, portanto não é indicado para estudos de manobra ou oscilações de baixa frequência (curto-circuito ou ferorrressonância).

3.5.2 Método de Ajuste Vetorial (*Vector Fitting Routine*)

Conforme ilustrado nas figuras 3.5.1.1 e 3.5.1.2, a admitância do transformador de potência, quando visto dos seus terminais, apresenta um comportamento variante na frequência, com picos ressonantes. Esta admitância, por sua vez, pode ser sintetizada por uma rede de elementos *RLC*, passivos e concentrados. Esta síntese produz um modelo “caixa-preta” para o transformador, sendo obtido dos ensaios de resposta em frequência do equipamento.

O ensaio de resposta em frequência pode ser tabelado em um arquivo ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*), sendo suas colunas as frequências, magnitudes e ângulo de fase da admitância, conforme apresentado na tabela 3.5.2.1.

Tabela 3.5.2.1 - Admitância terminal de ensaio de resposta em frequência - extrato de pontos – Arquivo ASCII em forma de colunas.

Frequência [Hz]	Magnitude de Y [Siemens]	Fase de Y [°]
10	0,0052	-87,61
.	.	.
.	.	.
.	.	.
1003	0,000023	102,29
.	.	.
.	.	.
.	.	.
100.526	0,002208	88,73
.	.	.
.	.	.
.	.	.
2.000.000	0,020401	40,87

Da tabela 3.5.2.1, nota-se que os valores dessa matriz $n \times 3$, dependem da quantidade de medições (n) realizadas para um conjunto de frequências que, a título de exemplo pode variar de 10 Hz até 2 MHz.

Normalmente, esse conjunto de medidas é feito de modo a representar o intervalo desejado. No caso do ensaio de resposta em frequência do transformador a ser utilizado nesse trabalho, a matriz possui ordem 400×3 , onde alguns dos seus elementos são apresentados na tabela 3.5.2. De posse desses dados, é possível sintetizar uma rede *RLC*, que represente com razoável fidelidade a função resposta em frequência obtida no ensaio realizado, ou seja, que possua a mesma resposta em frequência do transformador. Este circuito *RLC* pode ser implementado nos programas tipo EMTP, para simulações no domínio do tempo. Essa transferência do ensaio de resposta em frequência do transformador para a rede *RLC*, a ser implementada no programa ATP, é realizada de acordo com a teoria de aproximação racional (ajuste de curvas), e sua aplicação envolvendo altas frequências em transformadores foi proposta por Morched et al. em 1993 (MORCHED; MARTÍ, OTTEVANGERS, 1993), para uso no EMTP.

Essa teoria aproxima uma imitância (impedância ou admitância) por uma função polinomial de acordo com a equação 3.5.2.1:

$$f(s) = \frac{a_0 + a_1s + a_2s^2 + \dots + a_Ms^M}{b_0 + ba_1s + b_2s^2 + \dots + b_Ns^N} \quad (3.5.2.1)$$

Uma realização no espaço de estados é utilizada para se obter a função de transferência, resolvendo um sistema linear na forma da equação 3.5.2.2:

$$[I] = [Y][V] \quad (3.5.2.2)$$

O vetor V constitui as entradas do sistema, o vetor I constitui a saída e a matriz Y é a realização no espaço de estados, ou seja, a admitância que relaciona entrada e saída. No espaço de estados têm-se as expressões 3.5.2.3 e 3.5.2.4.

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bv(t) \quad (3.5.2.3)$$

$$i(t) = Cx(t) + Dv(t) \quad (3.5.2.4)$$

Utilizando a transformada de Laplace no sistema acima, obtêm-se as equações 3.5.2.5 e 3.5.2.6.

$$s\hat{x}(s) - x(0) = A\hat{x}(s) + B\hat{v}(s) \quad (3.5.2.5)$$

$$\hat{i}(s) = C\hat{x}(s) + D\hat{v}(s) \quad (3.5.2.6)$$

Isto implica nas equações algébricas apresentadas em 3.5.2.7 e 3.5.2.8.

$$\hat{x}(s) = (sI - A)^{-1}x(0) + (sI - A)^{-1}B\hat{v}(s) \quad (3.5.2.7)$$

$$\hat{i}(s) = C(sI - A)^{-1}x(0) + C(sI - A)^{-1}B\hat{v}(s) + D\hat{v}(s) \quad (3.5.2.8)$$

Como as condições iniciais no transformador são nulas, a equação 3.5.2.8 pode ser transformada em 3.5.2.9.

$$\hat{i}(s) = [C(sI - A)^{-1}B + D]\hat{v}(s) \quad (3.5.2.9)$$

Portanto, a realização para o espaço de estados com condições iniciais nulas se torna a admitância do sistema que se deseja modelar (CHEN, 1999) e é apresentada na equação 3.5.2.10.

$$\hat{G}(s) = [C(sI - A)^{-1}B + D] \quad (3.5.2.10)$$

Essa realização foi proposta por Gustavsen e Semlyen (GUSTAVSEN; SEMLYEN, 1999), com um método denominado “*Vector Fitting*”. Um pouco depois, no ano de 2002, Gustavsen (GUSTAVSEN, 2002) programou um código computacional para esses ajustes da matriz admitância dependente da frequência, ao qual possui domínio público, e é usado nesse trabalho para obter uma rede *RLGC* de elementos passivos diretamente em formato de cartão para o ATP. Essa implementação computacional se torna a resolução da aproximação racional dada por (3.5.2.11).

$$h_i(s) \approx h_{fit}(s) = \sum_{m=1}^N \frac{c_{im}}{s - a_m} + d_i + se_i \quad (i = 1 \dots n) \quad (3.5.2.11)$$

Sendo c os resíduos do ajuste que são dependentes do elemento i da matriz a ser ajustada, e a são os polos da função racional. N é a ordem da função a ser ajustada, e n é o número de elementos da matriz $h(s)$. A resolução em equações de estado toma a forma de 3.5.2.12.

$$y(s) = Y_{fit}(s)u(s) = [C(sI - A)^{-1}B + D + sE]u(s) \quad (3.5.2.12)$$

Existe uma semelhança entre as equações 3.5.2.9 e 3.5.2.12. As dimensões das matrizes são:

$$\begin{aligned} y(s) &= n \times 1 & u(s) &= n \times 1 & Y_{fit}(s) &= n \times n \\ C &= n \times N & B &= N \times n & A &= N \times N \text{ (diagonal)} & D = E &= n \times n \end{aligned}$$

Onde, $n \times n$ é a dimensão da matriz a ser ajustada (após empilhamento utilizando a rotina do método *Vector Fitting*), e N é a ordem de aproximação. O código computacional completo proposto consiste em cinco rotinas, acionadas conjuntamente para obtenção do ajuste. O usuário do código proposto deve utilizar como parâmetro de parada do ajuste o erro médio quadrático da aproximação (denominado *rmseerr* no código). Valores na casa de 10^{-6} provêm um bom ajuste para o ensaio de resposta em frequência em questão.

O código então é resolvido em dois estágios: o primeiro deles é a identificação dos polos iniciais que segundo estudos realizados por Gustavsen (GUSTAVSEN, 2006), sugerem polos complexos conjugados, o segundo estágio seria a identificação dos resíduos que determina quando haverá parada no programa, normalmente determinado pelo número de iterações na resolução da aproximação e que é especificada pelo usuário.

Em 2004, Gustavsen (GUSTAVSEN, 2004) apresenta resultados de um ensaio em um transformador real, e os ajustes efetuados através da aplicação da rotina *Vector Fitting*. Finalmente, após utilização dessa rotina, obtém-se a rede *RLGC* passiva de acordo com as equações 3.5.2.13 a 3.5.2.18 (GUSTAVSEN, 2002):

$$C_0 = E \quad R_0 = \frac{1}{D} \quad (3.5.2.13)$$

$$R_1 = -\frac{A}{C} \quad L_1 = \frac{1}{C} \quad (3.5.2.14)$$

$$L = \frac{1}{2C'} \quad (3.5.2.15)$$

$$R = [-2A' + 2(C'A' + C''A'')L]L \quad (3.5.2.16)$$

$$\frac{1}{C} = [A'^2 + A''^2 + 2(C'A' + C''A'')R]L \quad (3.5.2.17)$$

$$G = -2(C'A' + C''A'')CL \quad (3.5.2.18)$$

As equações do tipo 3.5.2.14 são os polos reais na forma de ramos RL . As equações 3.5.2.16 a 3.5.2.18 representam os pares de polos complexos conjugados obtidos por ramos $RLGC$ na forma da equação 3.5.2.19 (GUSTAVSEN, 2002).

$$\frac{C' + jC''}{s - (A' + jA'')} + \frac{C' + jC''}{s - (A' - jA'')} \quad (3.5.2.19)$$

A rede $RLGC$ de elementos passivos é sintetizada em forma de rede elétrica de acordo com a figura 3.5.2.1.

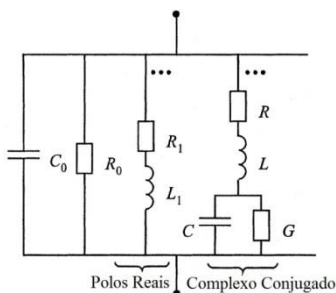


Figura 3.5.2.1 - Rede elétrica de ramos $RLGC$.

Fonte: Gustavsen (2002).

Nota-se que a rede da figura 3.5.2.1 se parece com as redes mostradas nas figuras 3.5.1 a 3.5.3. Isso torna esse método próximo da realidade física do transformador.

Existem outros métodos na literatura para obtenção de funções racionais aproximadas que são mostradas em (LIMA; FERNANDES; CARNEIRO JR., 2005), porém, o ajuste vetorial (*Vector Fitting*) se mostra o mais eficaz devido à sua rápida convergência e erros absolutos de baixo valor. O livro mais recente sobre modelagem (MARTINEZ-VELASCO, 2010), já traz o *Vector Fitting* como método consagrado para ajuste de curvas de resposta em frequência. Apesar disso, no cálculo dos elementos da rede $RLGC$, pode-se introduzir imprecisões em função do arredondamento nos valores dos elementos R , L , G e C . Adicionalmente, as representações dos elementos no programa ATP possuem uma precisão finita, definida pelo formato do cartão. Aumentando-se a precisão (número de casas decimais da entrada do cartão ATP), os desvios da resposta em frequência da rede $RLGC$, em

relação à função originalmente ajustada, diminuem consideravelmente (LIMA; GUSTAVSEN; FERNANDES, 2007).

Na próxima seção, a representação da descarga atmosférica em computador digital é apresentada. Essa forma de representação é de fundamental importância para estudos de transitórios de frente rápida.

3.6 DESCARGA ATMOSFÉRICA

A forma de onda da descarga atmosférica é apresentada na seção 2.5. Porém, essa forma de onda é de difícil implementação em computador digital. Aproximações são feitas na tentativa de representar a forma de onda de acordo com o seu fenômeno físico.

Em laboratório, geradores de impulso são controlados pela inserção ou retirada de blocos RC , na tentativa de simular uma descarga atmosférica para testes de impulso em equipamentos. Esses testes produzem uma onda, de tensão ou de corrente, do tipo dupla exponencial, e o tempo de frente, tempo de cauda e o valor de crista são facilmente controlados pelos blocos RC . Devido a isso, a forma de onda do tipo dupla exponencial é amplamente aplicada em computador digital, onde o usuário tem controle da magnitude, do tempo de frente e tempo de cauda do surto.

Pesquisadores ao redor do mundo têm desenvolvido novos modelos para descarga atmosférica. Muitos desses modelos são obtidos através de experimentos, e as equações que os regem são na verdade ajustes dos dados encontrados (COORAY, 2010).

Os modelos de descarga atmosférica desenvolvidos para aplicações de engenharia podem ser divididos em modelos de propagação de corrente, modelos de geração de corrente e modelos de dissipação de corrente (COORAY, 2010). Esses modelos consideram o comportamento físico do primeiro líder (descarga atmosférica principal).

Os modelos de geração de corrente são mais utilizados em programas digitais, dentre eles podemos citar Wagner (WAGNER, 1956), que foi o primeiro modelo criado com a abordagem de fonte de corrente, Heidler (HEIDLER, 1985), e os mais atuais como Cooray e Rakov (COORAY; RAKOV, 2007). Os modelos de geração de corrente são representados por quatros dados de entrada principais (COORAY, 2010):

- Corrente base do canal $I_b(t)$;
- Distribuição de carga depositada ao longo do canal ionizado $\rho(z)$;
- A velocidade da descarga $v(z)$;

- A magnitude e variação da constante de tempo da descarga corona $\tau(z)$.

Nos diversos modelos de geração de corrente, normalmente são necessários dois ou três desses dados de entrada para obtenção da forma de onda. As demais variáveis são calculadas com a informação das anteriores. Nesse trabalho são usados os modelos de dupla exponencial e o modelo de Heidler, que são apresentados nas subseções a seguir.

3.6.1 Dupla exponencial

A corrente de descarga atmosférica será representada nesse caso como uma dupla exponencial regida pela equação 3.6.1.1.

$$i(t) = A_o(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) \quad (3.6.1.1)$$

Sendo:

$i(t)$ = corrente de descarga, em A;

A_o = amplitude, em A;

α = coeficiente de tempo de crescimento, em 1/s;

β = coeficiente de tempo de decaimento, em 1/s.

A forma de onda obtida por essa equação é indicada na figura 3.6.1.1.

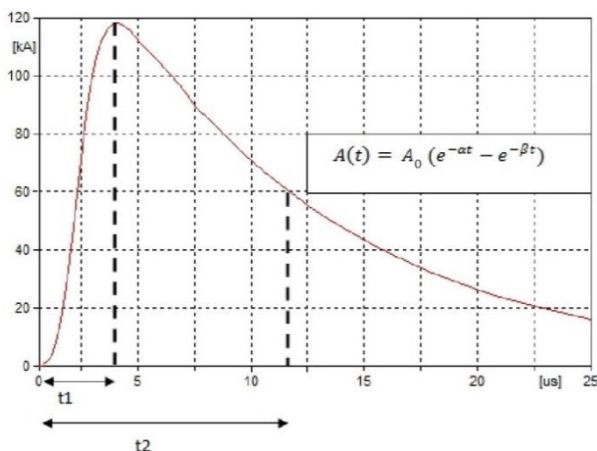


Figura 3.6.1.1 – Forma de onda dupla exponencial.

Fonte: Jimenez (2010).

Os valores t_1 e t_2 da figura 3.6.1.1, correspondem ao tempo de frente e tempo de cauda (tempo até meio valor, ou 50% de $I_{máx}$), respectivamente. No programa ATP, essa forma de onda é obtida pela fonte do tipo 13, denominada *slope-ramp source* (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). Essa fonte aproxima a função dupla exponencial por rampas com inclinações definidas pelo usuário, conforme apresentada na figura 3.6.1.2.

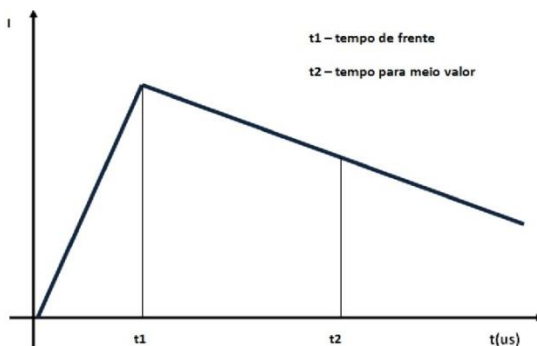


Figura 3.6.1.2 – Forma de onda representada por rampas.

Fonte: Jimenez (2010).

A taxa de crescimento para atingir a máxima amplitude (crista) da descarga representada por rampas é inferior se comparado com a dupla exponencial. Essa forma de onda não possui total semelhança com o mecanismo físico das descargas atmosféricas. Entretanto, esse tipo de forma de onda é facilmente aplicado em laboratório. Para reproduzir a forma de onda da descarga atmosférica (em simulador digital) de uma maneira aproximada com o mecanismo de descarga, faz-se uso dos modelos de geração de corrente. Esses modelos foram obtidos a partir de medições de campo e de laboratório, seguindo os dados coletados de descargas atmosféricas (COORAY, 2010). Para esse trabalho o modelo de Heidler mostrado é usado e sua descrição apresentada na subseção seguinte.

3.6.2 Modelo de Heidler

Heidler (HEIDLER, 1985) foi o primeiro pesquisador a introduzir a corrente de base do canal como dado de entrada em modelos geradores de corrente.

O modelo de Heidler faz uso dos quatro dados de entrada típicos. Porém, considera-se que a constante de tempo de descarga corona $\tau(z)$ é nula, ou seja, a descarga atmosférica atinge algum corpo (no caso uma torre de transmissão) instantaneamente após a ruptura dielétrica do canal. A velocidade $v(z)$ da descarga pelo canal é considerada igual à velocidade da luz.

A corrente da base do canal é que efetivamente atinge a linha de transmissão. As equações que regem essa corrente são apresentadas em 3.6.2.1 e 3.6.2.2.

$$I_b(0, t) = \frac{I_p}{\eta} \frac{k^n}{1 + k^n} e^{-t/\tau_2} \quad (3.6.2.1)$$

$$\eta = e^{-k\left(\frac{n\tau_2}{\tau_1}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (3.6.2.2)$$

Sendo:

$I_b(0, t)$ = corrente na base do canal durante instante inicial até tempo final t , em A;

I_p = amplitude da corrente na base do canal;

$k = \frac{t}{\tau_1}$;

τ_1 = constante de tempo de crescimento (relacionada ao tempo de frente);

τ_2 = constante de tempo de decaimento;

n = valor constante de 2 a 10;

η = fator de correção de amplitude.

A equação para corrente de base do canal é um pouco modificada na sua implementação no ATP, conforme equação 3.6.2.3 (LEUVEN EMTP CENTER, 1987).

$$I_b(0, t) = I_p \frac{k^n}{1 + k^n} e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (3.6.2.3)$$

Sendo:

n = fator que influencia na taxa de crescimento da função (declividade);

τ = duração da descarga, intervalo entre $t = 0$ e o ponto na cauda correspondente a um decaimento de 37% do valor de pico da amplitude.

Para a determinação da magnitude da corrente do canal, ou seja, a corrente de pico da descarga atmosférica na declividade desejada (amplitude/tempo de frente), ajustes no parâmetro n necessitam ser realizados. A forma de onda representada pelo modelo de Heidler é mostrada na figura 3.6.1.3.

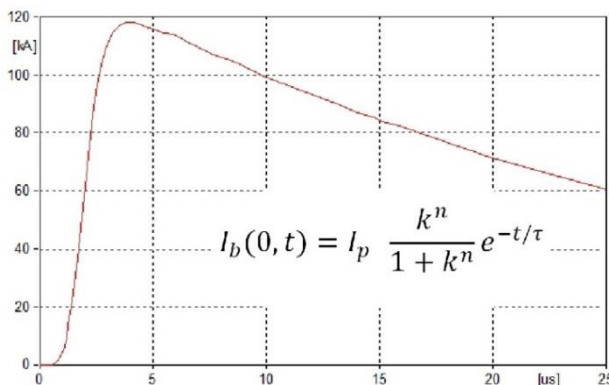


Figura 3.6.1.3 – Forma de onda de Heidler.

Fonte: Jimenez (2010).

Essa forma de onda possui maior similaridade com descarga atmosférica. A taxa de crescimento da onda é, em termos gerais, maior (menor tempo de frente) se comparada com a forma de onda dupla exponencial (rampas). Isso torna o modelo de Heidler mais severo na aplicação de surtos em linhas de transmissão, pois a probabilidade de falha de isoladores, por consequência, probabilidade de *backflashover*, também se torna maior.

3.7 CONSIDERAÇÕES

A modelagem de um sistema em simulador digital não é trivial, pois a capacidade de reproduzir a física real dos fenômenos que se deseja investigar requer modelos mais complexos e com mais parâmetros a serem calculados e manipulados pelo simulador, para os diversos equipamentos e dispositivos.

O cálculo dos parâmetros da linha de transmissão e o seu uso no programa ATP são derivados do método das imagens proposto por

Carson. Esse método consiste em calcular os parâmetros a partir de informações da geometria da torre, dos dados de resistividade dos cabos (blindagem e condutor) e informações da resistividade do solo. A impedância série possui três parcelas: a primeira é denominada impedância interna e é dependente de informações de resistividade do condutor e efeito pelicular; a segunda parcela é dependente somente da geometria da torre e a terceira parcela corresponde às componentes de retorno pela terra. A formulação para cálculo dessas componentes, que está implementada em programas do tipo EMTP, considera o solo como condutor e as correntes de deslocamento podem ser desprezadas. Os parâmetros *shunt* da linha de transmissão também são calculados a partir da geometria da torre. Os parâmetros então podem ser distribuídos e constantes com a frequência, utilizando o modelo de Bergeron, ou então distribuídos e variantes com a frequência, utilizando o modelo proposto por J. Martí. A representação de torres é feita utilizando uma impedância de surto, para modelos que consideram surto se propagando de maneira vertical pela torre. Para modelos que consideram a propagação pela geometria da torre, dados mais detalhados da silhueta da torre são necessários. A resistência de pé de torre se torna uma variável importante na determinação do *backflashover*, que pode ser modelada considerando como sendo uma constante ou então incluindo os efeitos de ionização do solo determinando a sua resistência impulsiva para hastes ou a sua resistência dinâmica para cabos contrapeso. O isolador é representado em simulação digital como uma chave controlada por tensão, que é fechada (ocorrência de *backflashover*) quando a tensão sobre a mesma ultrapassa aquela determinada pela curva $V \times t$ (seção 3.1).

A modelagem da subestação em detalhes também é importante para estudos de transitórios de frente rápida. Os barramentos da subestação são modelados de maneira análoga à linha de transmissão. Os equipamentos da subestação são representados como uma capacitância para a terra (seção 3.3). Para-raios são importantes para estudos de coordenação de isolamento e sua representação depende dos dados informados pelo fabricante. O modelo do IEEE produz melhores resultados, mas possui a desvantagem de necessitar de informações do arranjo construtivo interno. O modelo de Pinceti & Giannettoni surge então como alternativa (seção 3.4). Os transformadores quando modelados para estudos de coordenação de isolamento visando altas frequências são representados como uma capacitância de surto. Os efeitos das ressonâncias internas nos enrolamentos não podem ser

visualizados através de uma capacitância simples, pois somente uma pequena parcela da curva de resposta em frequência é aproximada.

Modelos que consideram toda a faixa do ensaio de resposta em frequência do transformador utilizam aproximação por funções racionais para determinar a função de transferência do terminal investigado. Um circuito *RLGC* (pronto para ser usado no ATP) é então proposto após síntese realizada pela rotina *Vector Fitting* (seção 3.5).

Descargas atmosféricas são representadas em programas do tipo EMTP, como uma dupla exponencial aproximada por duas rampas. O modelo desenvolvido por Heidler faz parte da biblioteca de surtos do programa ATP e será usado neste trabalho (seção 3.6).

4 DENSIDADE ESPECTRAL DE ENERGIA

Os estudos de coordenação de isolamento utilizando o método clássico avaliam a suportabilidade de uma isolação com relação apenas à amplitude máxima, ou valor de crista, das sobretensões. Neste caso, somente o valor máximo em um determinado instante de tempo é observado. A metodologia aqui aplicada para avaliar a suportabilidade da isolação, leva em consideração todo o sinal temporal da sollicitação. Essa nova metodologia se aplica a isolações não auto-recuperantes, e os seus resultados são comparados com o método convencional ou determinístico da coordenação de isolamento clássica.

As sollicitações à isolação são função das frequências que compõem os surtos. Se uma componente de frequência do surto (sollicitação) corresponder à frequência natural de um componente da isolação ou parte da isolação, podem ocorrer ressonâncias ocasionando tensões ainda mais elevadas. Um conceito muito conhecido em processamento de sinais é utilizado nesta nova metodologia para quantificar as sobretensões transitórias em termos de sua energia, que concatenam o espectro de frequências presentes com a sua duração, que neste trabalho é denominada de **coordenação de isolamento baseada em densidade espectral de energia**. Para quantificar a densidade espectral de energia, primeiramente é necessário determinar o espectro de frequências de um sinal temporal, utilizando a transformada de Fourier, apresentada na equação 4.1.

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-j\omega t} dt \quad (4.1)$$

Sendo:

$F(\omega)$ = espectro de frequências de $f(t)$;

$f(t)$ = função temporal.

O sinal temporal contínuo após aplicação da transformada de Fourier é decomposto por uma soma de exponenciais complexas. A transformada inversa de Fourier permite voltar para a função original temporal, conforme equação 4.2.

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} F(\omega)e^{j\omega t} d\omega \quad (4.2)$$

A identidade de Parseval, aplicada no processamento de sinais, determina que a energia de um sinal temporal $f(t)$ pode ser obtida através da energia dos seus componentes em frequência, conforme equação 4.3 (PHILLIPS; PARR, 1995).

$$E = \int_{-\infty}^{\infty} |f(t)|^2 dt = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} |F(\omega)|^2 d\omega \quad (4.3)$$

Sendo:

$|F(\omega)|^2$ = densidade espectral de energia, em $(Vs)^2$.

Entretanto, programas computacionais não tratam sinais contínuos e sim sinais discretos. Conforme apresentado no Capítulo 3, os sinais contínuos precisam ser discretizados em um período compatível com o passo do método de integração a ser empregado, que no caso do ATP é o método trapezoidal. Pela mesma razão, a transformada discreta de Fourier indicada na equação 4.4 é utilizada (PHILLIPS; PARR, 1995).

$$F[k] = \sum_{n=0}^{n=N-1} f[n] e^{-j\left(\frac{2\pi nk}{N}\right)} \quad (4.4)$$

Sendo:

N = número finito de amostras do sinal no tempo;

$f[n]$ = sinal discreto ou digitalizado;

k = número de componentes de frequência que compõem o espectro do sinal discreto.

O número de amostras temporais depende do intervalo de discretização Δt (coincide com o passo de integração da simulação no ATP) e tempo total de simulação T , de acordo com a equação 4.5.

$$N = \frac{T}{\Delta t} \quad (4.5)$$

O teorema da amostragem de Nyquist determina a frequência de amostragem, que necessita ser no mínimo duas vezes maior que a máxima frequência contida no sinal amostrado para que não haja perda de informação, como apresentado na equação 4.6.

$$\omega_N > 2\omega_{max} \quad (4.6)$$

Sendo:

ω_{max} = máxima componente de frequência do sinal amostrado;

ω_N = frequência de amostragem de Nyquist ($= \frac{2\pi}{\Delta t}$, para simulações no ATP).

A equação 4.4 é reescrita sob a forma da soma de senos e cossenos conforme equação 4.7 (Identidade de Euler).

$$F[k] = \sum_{n=0}^{n=N-1} f[n] \left[\cos\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) - j \sin\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) \right] \quad (4.7)$$

A equação sob a forma de senos e cossenos pode ainda ser dividida em parte real $F_r(k)$ e imaginária $F_i(k)$ do espectro de frequências, conforme equações 4.8 e 4.9.

$$F_r(k) = \sum_{n=0}^{n=N-1} f[n] \left[\cos\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) \right] \quad (4.8)$$

$$F_i(k) = \sum_{n=0}^{n=N-1} f[n] \left[\sin\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) \right] \quad (4.9)$$

O módulo do espectro de frequências é calculado de acordo com equação 4.10.

$$|F(\omega)| = \sqrt{[F_r(\omega)]^2 + [F_i(\omega)]^2} \quad (4.10)$$

A equação 4.10, representa a amplitude de um determinado sinal temporal sob a forma de suas componentes na frequência. Elevando essa equação ao quadrado, é obtida a densidade espectral de energia.

A densidade espectral de energia do sinal submetido ao isolamento do transformador é comparada com a densidade espectral de energia dos sinais aplicados nos ensaios de impulso, realizados em fábrica, que atestam a suportabilidade do isolamento do transformador.

A abordagem usando densidade espectral de energia, não considera somente a amplitude do sinal temporal, como na teoria clássica de coordenação de isolamento. Essa análise leva em consideração por quanto tempo a isolação ficou submetida a determinadas frequências.

4.1 DENSIDADE ESPECTRAL DE ENERGIA DAS ONDAS PADRONIZADAS

Os sinais de impulso que são aplicados nos ensaios de transformadores possuem a forma de dupla exponencial apresentada na equação 4.1.1 (ROCHA et al., 2010) e (FERNANDES, 2010).

$$f(t) = V_s V_0 (e^{-at} - e^{-bt}) \quad (4.1.1)$$

Sendo:

V_s = tensão nominal de impulso atmosférico ou de manobra, em kV;

V_0 , a e b = parâmetros das formas de ondas padronizadas.

Os parâmetros das formas de ondas padronizadas são ajustados objetivando encontrar os tempos de frente e tempos de cauda que serão usados no ensaio. A tabela 4.1.1 apresenta os parâmetros matemáticos para ondas do tipo impulso atmosférico e ondas do tipo impulso de manobra aplicados nos ensaios em fábrica (KARSAI; KERENYI; KISS, 1978) e (ROCHA et al., 2010).

Tabela 4.1.1 – Parâmetros das Formas de Onda Padronizadas.

Forma de Onda	a (s^{-1})	b (s^{-1})	V_0
1,2 / 50 μs	14600	$2,467 \times 10^6$	1,037143
100 / 1000 μs	868,8436	24137,67	1,174437

Fonte: Rocha et al. (2010).

O módulo do espectro de frequências das formas de onda padronizadas é calculado utilizando a equação 4.1.2 (ROCHA et al., 2010).

$$|F(\omega)| = \frac{V_s V_0 (b - a)}{\sqrt{\omega^4 + \omega^2 (a^2 + b^2) + (ab)^2}} \quad (4.1.2)$$

Algumas concessionárias de energia utilizam além das formas de ondas padronizadas indicadas na tabela 4.1.1, formas de ondas cortadas na cauda (vide figura 2.1.3). Esse tipo de ensaio é mais prejudicial para o isolamento do transformador. A forma dupla exponencial também é usada nesses ensaios, porém com uma pequena modificação e é apresentada na equação 4.1.3 (KARSAI; KERENYI; KISS, 1978) e (ROCHA et al., 2010).

$$f(t) = V_s V_0 (e^{-at} - e^{-bt}) - V_s K_0 (e^{-a(t-\tau)} - e^{-p(t-\tau)}) \quad (4.1.3)$$

Sendo:

K_0 e p = parâmetros das formas de ondas cortadas (vide figura 2.1.3);

τ = parâmetro que corresponde ao instante de corte.

O ajuste das formas de onda cortada na cauda é realizado da mesma maneira que nas formas de ondas padronizadas, através de blocos *RC* do gerador de impulso. As tabelas 4.1.2 e 4.1.3 apresentam os parâmetros que caracterizam as formas de onda cortadas (FERNANDES, 2010) e (ROCHA et al., 2010).

Tabela 4.1.2 – Parâmetros das Formas de Onda Cortadas na Cauda.

Tempo de Corte τ (μ s)	p (s^{-1})	K_0
2,0	$1,6 \times 10^7$	1,0055
2,5	$1,6 \times 10^7$	1,0001
3,0	$1,6 \times 10^7$	0,9921
3,5	$1,6 \times 10^7$	0,9855
4,0	$1,6 \times 10^7$	0,9783
4,5	$1,6 \times 10^7$	0,9712
5,0	$1,6 \times 10^7$	0,9641
5,5	$1,6 \times 10^7$	0,9571
6,0	$1,6 \times 10^7$	0,9502

Fonte: Rocha et al. (2010).

Tabela 4.1.3 – Parâmetros Para Frente de Onda.

Tempos de Frente (μs)	$p \text{ (s}^{-1}\text{)}$	K_0	V_0
0,5	$8,0 \times 10^6$	1,4152	1,4256
0,75	$1,1 \times 10^7$	1,1890	1,2021
1,0	$1,4 \times 10^7$	1,0942	1,1103

Fonte: Rocha et al. (2010).

O módulo do espectro de frequências das formas de ondas cortadas na cauda é calculado através da equação 4.1.4.

$$|F(\omega)| = V_s \sqrt{F_r^2(\omega) + F_i^2(\omega)} \quad (4.1.4)$$

Sendo:

$F_r^2(\omega)$ = quadrado da parte real do espectro de frequências;

$F_i^2(\omega)$ = quadrado da parte imaginária do espectro de frequências;

V_s = tensão nominal de impulso cortado, em kV.

As partes real e imaginária do espectro de frequências $F(\omega)$ são obtidas usando as equações 4.1.5 e 4.1.6 (ROCHA et al., 2010).

$$F_r(\omega) = V_0 \left(\frac{a}{a^2 + \omega^2} - \frac{b}{b^2 + \omega^2} \right) - K_0 C_1(\omega) \cos(\omega\tau) - K_0 C_2(\omega) \sin(\omega\tau) \quad (4.1.5)$$

$$F_i(\omega) = V_0 \left(\frac{\omega}{b^2 + \omega^2} - \frac{\omega}{a^2 + \omega^2} \right) - K_0 C_2(\omega) \cos(\omega\tau) + K_0 C_1(\omega) \sin(\omega\tau) \quad (4.1.6)$$

$C_1(\omega)$ e $C_2(\omega)$ são constantes dependentes dos parâmetros das formas de onda e são calculados conforme equações 4.1.7 e 4.1.8.

$$C_1(\omega) = \left(\frac{a}{a^2 + \omega^2} - \frac{p}{p^2 + \omega^2} \right) \quad (4.1.7)$$

$$C_2(\omega) = \left(\frac{\omega}{p^2 + \omega^2} - \frac{\omega}{a^2 + \omega^2} \right) \quad (4.1.8)$$

Após o cálculo do espectro de frequências das ondas padronizadas e ondas cortadas na cauda, pode-se calcular a densidade espectral de energia e produzir as curvas apresentadas como exemplo na figura 4.1.1.

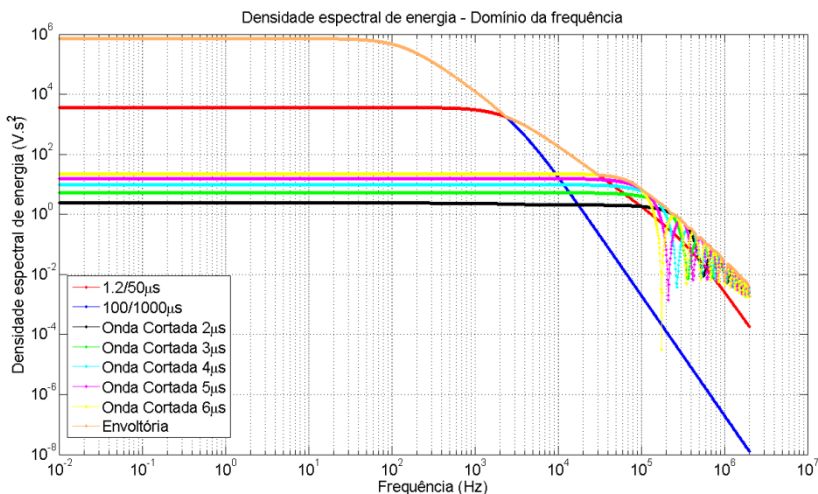


Figura 4.1.1 – Densidade Espectral de Energia das Formas de Onda de Ensaio de impulso em Transformadores.

Todas essas ondas da figura 4.1.1 são aplicadas nos testes em fábrica e a curva na cor laranja representa o valor máximo de densidade espectral de energia comparando os vários sinais de impulso. Essa curva, denominada de envoltória, é usada para efeitos de comparação com a densidade espectral do sinal temporal que se deseja analisar. No caso desse trabalho, o sinal temporal corresponde à tensão no terminal do transformador.

Os sinais temporais contendo componentes até 2,5 kHz são ditados pela densidade espectral de energia do impulso de manobra 100/1000 µs. Os sinais de 2,5 a 40 kHz são ditados pela densidade espectral de energia do impulso atmosférico 1,2/50 µs. Acima de 40 kHz, que é o âmbito desse trabalho, quem determina se o isolamento do transformador está adequado são os ensaios de onda cortada na cauda.

Esse tipo de ensaio possui gradientes de tensão superiores aos ensaios padronizados. Portanto, as componentes em altas frequências possuem maior energia se comparado com os ensaios de impulso completo; dessa forma são mais prejudiciais ao isolamento interno do transformador.

A figura 4.1.2 apresenta duas regiões em torno da envoltória. A região localizada acima da envoltória determina que as sobretensões aplicadas no isolamento do transformador não são cobertas pelos ensaios padronizados. A região abaixo da envoltória estabelece cobertura por estes ensaios.

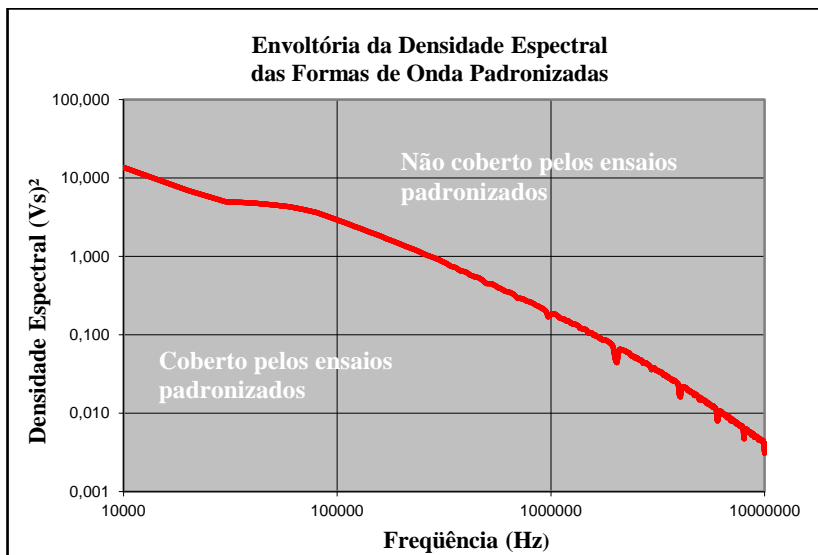


Figura 4.1.2 – Envoltória dos ensaios padronizados.

No presente trabalho, a envoltória definida pelos ensaios padronizados é utilizada para avaliar a solicitação sobre o isolamento do transformador através do Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF), mostrado na seção a seguir.

4.2 FATOR DE SEVERIDADE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA (FSDF)

Com o intuito de avaliar a severidade de uma sobretensão para uma determinada isolação, a densidade espectral de energia desta solicitação é comparada com a envoltória da densidade espectral de energia dos sinais aplicados nos ensaios de transformadores (FERNANDES, 2010).

Da mesma forma como foi estabelecida a envoltória de densidade espectral de energia para os sinais dos ensaios do transformador (somente ensaios de impulso completo e cortado, tensão induzida e

aplicada não são consideradas nesse caso), define-se a densidade espectral de energia dos três sinais temporais, correspondentes às fases a, b e c em um sistema trifásico.

O Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) é então definido como sendo a razão entre a densidade espectral dos sinais temporais (sobretensões) e a envoltória composta pela densidade espectral dos sinais referentes aos ensaios realizados em fábrica, conforme a equação 4.2.1.

$$FSDF(\omega) = \frac{|F(\omega)|_{solicitação}^2}{|F(\omega)|_{ensaios}^2} \quad (4.2.1)$$

A figura 4.2.1 apresenta um exemplo de uma densidade espectral de energia de uma solicitação submetida à isolamento (isolamento do transformador) juntamente com a envoltória da densidade espectral de energia dos ensaios padronizados.

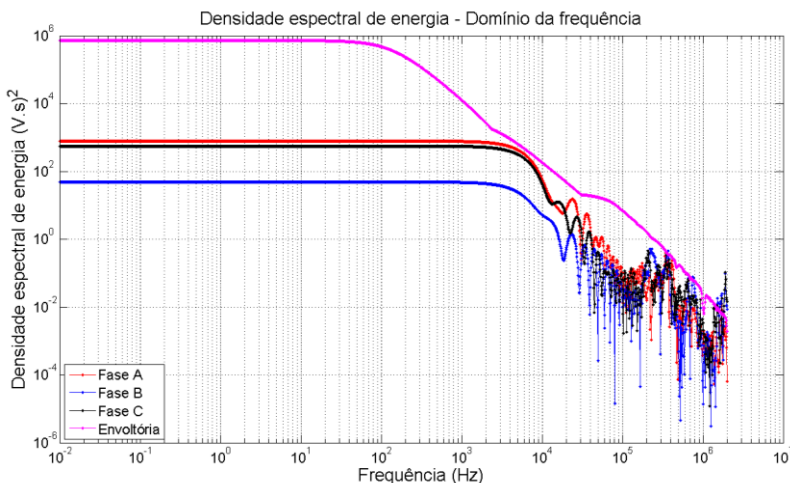


Figura 4.2.1 – Densidade Espectral de Energia de um a Solicitação.

O valor do FSDF em qualquer ponto do espectro de frequência não deve ultrapassar o valor unitário, para garantir que determinada isolamento não sofrerá qualquer tipo de dano ou esforço adicional.

O valor unitário para o Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) é usado como referência para avaliação da severidade de solicitações.

A figura 4.2.2 mostra a mesma solicitação da figura 4.2.1 em termos do FSDF.

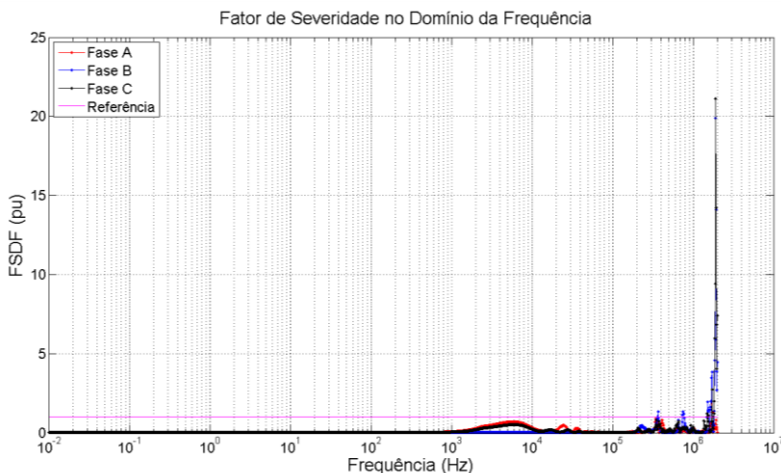


Figura 4.2.2 – Aplicação do Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF).

Quando uma solicitação ultrapassa o valor unitário, ou seja, $FSDF > 1$ (referência), em uma determinada frequência, significa que a isolação está submetida a esforço superior e não coberto pelos ensaios naquela frequência específica.

A ocorrência de ruptura de uma isolação quando ultrapassado o valor unitário do FSDF não pode ser garantida, porém conclui-se que quando isso ocorre, determinada solicitação não está coberta pelos ensaios que foram realizados em fábrica. Dessa forma, como método conservativo, define-se a nova metodologia de coordenação de isolamento baseada em densidade espectral de energia conforme equação 4.2.2.

$$(|F(\omega)|_{solicitação}^2) \leq (|F(\omega)|_{ensaios}^2) \quad (4.2.2)$$

A envoltória da densidade espectral de energia das solicitações deve ser menor ou igual à envoltória da densidade espectral de energia definida pela composição dos ensaios aplicados em fábrica.

As frequências que ultrapassam o limite definido pela envoltória dos ensaios padronizados são denominadas de frequências críticas. As frequências críticas são consideradas também aquelas que produzem

uma maior amplitude de densidade espectral e correspondem a pontos de ressonância do modelo computacional do transformador.

A figura 4.2.3 indica uma região em detalhe com duas ultrapassagens da envoltória e, conseqüentemente, com $\text{FSDF} > 1$.

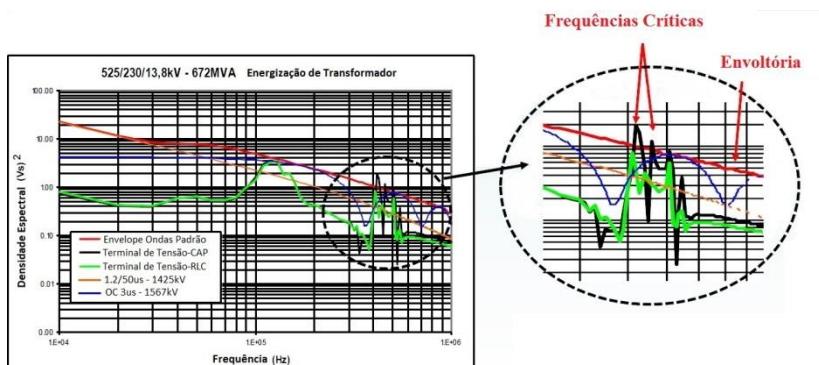


Figura 4.2.3 – Frequências críticas na definição do FSDF.

4.3 CONSIDERAÇÕES

O método da densidade espectral de energia quantifica as amplitudes e durações das componentes de frequência do sinal temporal em forma de uma única grandeza denominada energia.

Os sinais usados em simulação digital são discretos, devido a isso as transformadas discretas de Fourier são utilizadas para implementação computacional da densidade espectral de energia. Tanto as ondas dos ensaios padronizados, quanto às ondas das sobretensões obtidas no ATP via simulação são transformadas na forma de densidade espectral de energia no domínio da frequência.

Envoltórias são definidas a partir das curvas de densidade espectral de energia e utilizadas na formação do Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF), que é o parâmetro para avaliar a severidade de uma solicitação ao isolamento do transformador.

As frequências críticas são determinadas a partir da ultrapassagem do FSDF. Essas componentes de frequência são associadas a pontos de ressonância do modelo computacional utilizado para representar o transformador visto pelos seus terminais.

A metodologia de coordenação de isolamento de acordo com a abordagem no domínio da frequência, objetiva avaliar a severidade das

sobretensões em relação aos ensaios padronizados que atestam a suportabilidade do transformador.

5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E RESULTADOS

Nesse capítulo apresenta-se a simulação de um sistema real constituído de uma subestação, de propriedade da Eletrobras Eletrosul, com cinco linhas de transmissão de 230 kV, três linhas de transmissão de 69 kV, dois módulos de transferência (um de 230 kV e um de 69 kV) e três transformadores monofásicos ligados em banco trifásico, totalizando 165MVA (230/69kV). Além da subestação o sistema teste inclui os quatro primeiros vãos de cada linha de transmissão. A título de modelagem e análise, o sistema é dividido em duas partes, uma contendo todos os equipamentos e dispositivos de 230 kV e outro contendo os de 69 kV. O objetivo é avaliar o impacto das descargas atmosféricas nesses dois sistemas isoladamente, visto que o transformador, que é o equipamento limítrofe, é representado por uma admitância terminal (conforme apresentado na seção 3.5).

Cada elemento desse sistema está sendo representado conforme as variações apresentadas no capítulo 3. A modelagem das linhas de transmissão é descrita na seção 5.1. A modelagem da subestação e dos equipamentos que a constituem são descritos na seção 5.2. A preparação dos casos, escolha e implementação das descargas atmosféricas são apresentados na seção 5.3.

A simulação de descargas atmosféricas nesses dois sistemas utiliza o programa ATPDraw e os seus resultados no domínio do tempo são exportados para uma aplicação desenvolvida em ambiente Matlab (ROCHA et al., 2010) para cálculo e análise da densidade espectral de energia, no domínio da frequência. Esta análise proposta no domínio da frequência, é uma abordagem recente para estudos de coordenação de isolamento, que no caso desse trabalho, é aplicada para o transformador dessa subestação, avaliando as sobretensões provenientes dos sistemas de 230 kV e 69 kV.

As solicitações impostas ao transformador (apresentado no decorrer deste capítulo) dependem do tipo de modelagem que é utilizada em cada componente do sistema. Consequentemente, a densidade espectral de energia também é relacionada quanto ao tipo de modelagem utilizada. Os resultados das simulações são apresentados na seção 5.4.

O sistema proposto para este trabalho está representado na figura 5.1. A cor verde representa a tensão de 230 kV e a cor azul representa a tensão de 69 kV.

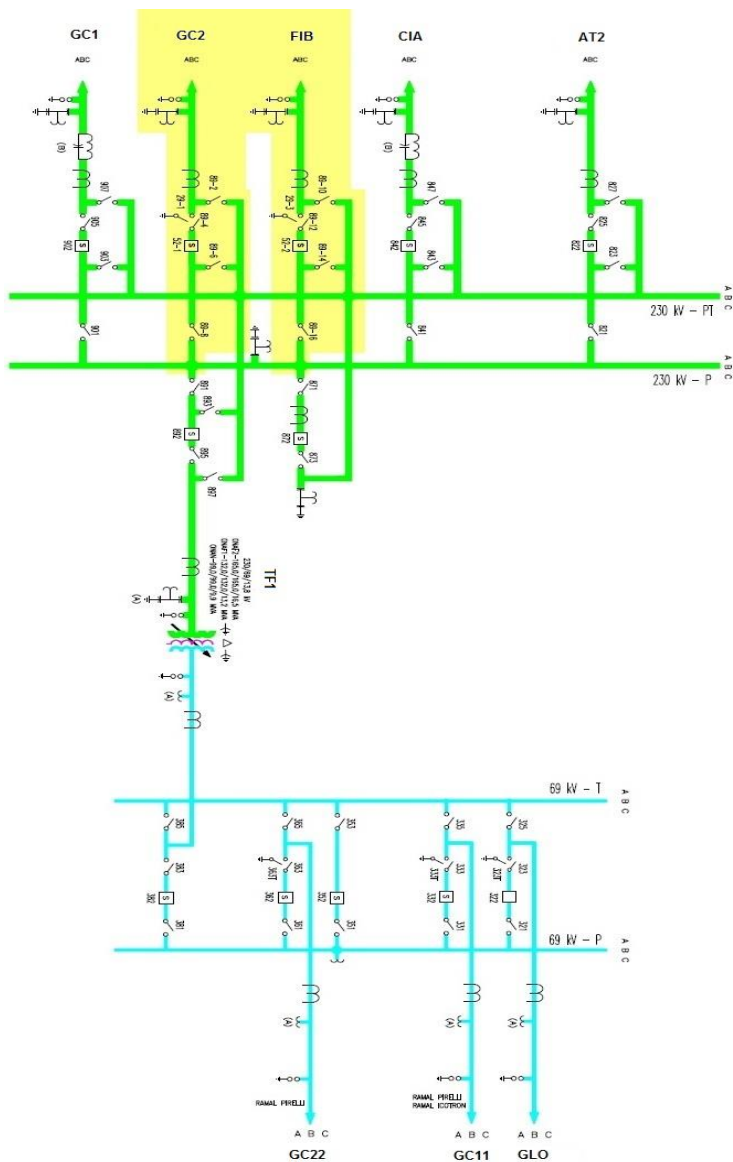


Figura 5.1 – Sistema real da Eletrobras Eletrosul (área destacada em amarelo corresponde a linhas de transmissão operadas pela CEEE).

O sistema e seus dispositivos são modelados de duas formas distintas, uma primeira denominada de modelagem simplificada e outra de modelagem detalhada (apesar das limitações já citadas no capítulo 3).

Ambas, descritas brevemente a seguir, empregam os modelos apresentados no Capítulo 3. Mais detalhes sobre a etapa de modelagem do sistema real são apresentados nas seções 5.1 e 5.2. Uma comparação entre essas modelagens é feita na seção 5.4.

Modelagem simplificada:

- Linhas de transmissão e trechos de barramentos modelados por parâmetros distribuídos constantes na frequência e calculados em 500 MHz (modelo de Bergeron);
- Equipamentos representados por capacitâncias de surto para terra (*guidelines* IEEE);
- Para-raios modelados de acordo com o modelo proposto por Pinceti & Gianettoni
- Impedância da torre modelada conforme equações da forma **cônica ou cilíndrica**;
- Resistência de pé de torre = medida ou informada no projeto = **15 Ω** ;
- Cadeia de isoladores modelada como chave controlada por tensão com instante de fechamento ajustado na ultrapassagem da curva $V \times t$;
- Transformador modelado como capacitância de surto para terra;
- Descarga atmosférica modelada como dupla exponencial.

Modelagem detalhada:

- Linhas de transmissão e trechos de barramentos modelados por parâmetros distribuídos variantes com a frequência (modelo de J. Martí);
- Equipamentos representados por capacitâncias de surto para terra (*guidelines* IEEE);
- Para-raios modelados de acordo com modelo proposto pelo IEEE;
- Impedância da torre: modelo *waist* e modelo multicondutor;
- Resistência de pé de torre calculada para resistência impulsiva e resistência dinâmica dos contrapesos, dependentes do valor de crista da corrente e tempo de frente;

- Cadeia de isoladores modelada como chave controlada por tensão com instante de fechamento ajustado na ultrapassagem da curva $V \times t$;
- Transformador modelado por uma rede *RLGC* sintetizado fazendo uso da rotina *Vector Fitting*;
- Descarga atmosférica modelada de acordo com modelo proposto por Heidler.

5.1 IMPLEMENTAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os dados necessários para modelagem de cada vão da linha de transmissão foram obtidos da concessionária. Ao todo, oito linhas de transmissão são representadas, sendo cinco delas de 230 kV (duas de circuito duplo e três de circuito simples) e três delas de 69 kV (duas de circuito duplo e uma de circuito simples). Os dados de entrada para modelagem das linhas de transmissão na rotina *Line Constants* do ATP são retirados das silhuetas das torres (parâmetros devido à geometria da torre), de catálogos de fabricantes de cabos condutores e de blindagem (informações de resistividade, raios dos materiais que constituem os condutores e as armações, para cálculo do efeito pelicular necessário na determinação da impedância interna) e da resistividade do solo para cálculo das componentes de retorno pela terra. A resistividade do solo máxima informada é de 410 $\Omega \cdot m$ e a frequência máxima do estudo é 2 MHz, ou seja, internamente à região “C” apresentada na figura 3.1.4.

Outro dado importante a ser informado é a altura de cada condutor no meio do vão. Quando não se dispõe de tal dado é utilizada uma heurística do setor elétrico que considera uma flecha de 5% do comprimento total do vão analisado (tamanho do vão considerado também deve ser informado). Para a utilização do modelo de Bergeron, é escolhida a frequência de interesse para cálculo dos parâmetros; no caso desse trabalho foi escolhida 500 kHz. Para a utilização do modelo de J. Martí, além dos dados já citados, informações referentes ao ajuste por função racional do método assintótico são necessárias, a saber: número de décadas, número de pontos por décadas, frequência da matriz de transformação modal (igual à frequência usada no modelo de Bergeron, 500 kHz), frequência para regime permanente (60 Hz) e frequência inicial do ajuste (0,1 Hz no caso desse trabalho).

A figura 5.1.1 apresenta uma silhueta de uma torre de circuito duplo da linha de transmissão GC2_FIB de 230 kV. Nesta figura, é possível retirar as distâncias necessárias para cálculo dos parâmetros devido à geometria da torre, para cada condutor a ser modelado

(distâncias indicadas em milímetros). Da geometria da torre, é possível retirar também as informações necessárias para cálculo da sua impedância de surto, seguindo equações da subseção 3.1.3.

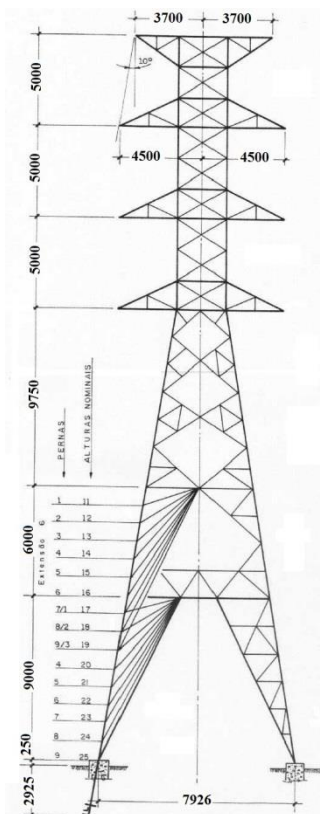


Figura 5.1.1 – Silhueta de torre de circuito duplo (parâmetros geométricos).

Conforme já apresentado, considera-se que todas as torres são aterradas. Dessa forma, a opção *segmented ground* da rotina *Line Constants* é desativada. Isso faz com que os cabos de blindagem possam ser representados na sua forma mais completa considerando o retorno pela terra. Além disso, a opção *skin effect* é ativada para correções da impedância interna devido efeito pelicular (válido para o modelo de Bergeron e o de J. Martí). As linhas são consideradas não transpostas (como de fato as são) e a opção *transposed* também não é ativada.

Sobretensões provenientes de descargas atmosféricas possuem componentes em frequências mais altas e, conseqüentemente, menores

comprimentos de onda (vide equação 2.2.1). Dessa forma, é necessário que a representação dos elementos de rede considere cada trecho entre linha de transmissão e subestação. A janela total de simulação usada nesse trabalho é de 100 μ s. A representação dos primeiros quatro vãos de cada linha de transmissão envolvida no sistema permite que as reflexões entre o primeiro e o quarto vão aconteçam em tempos de trânsito bem inferiores a janela total de simulação.

O tempo de propagação máximo (tempo de trânsito) entre o quarto e o primeiro vão não ultrapassa 5 μ s (obtido nas simulações). Como esse tempo é 5% do valor total da janela de simulação, conclui-se que as demais conexões da subestação entre transformador e linha de transmissão permitam as devidas reflexões (95 % restantes da janela total).

O passo de integração (Δt) é outro elemento importante na simulação, pois deve ser adequado ao fenômeno que desejamos investigar. A frequência máxima que é investigada nesse trabalho é a de 2 MHz, que corresponde à maior frequência do ensaio de resposta em frequência do transformador. Pelo teorema de Nyquist, o passo de integração seria de pelo menos 0,25 μ s. Para modelagem simplificada, é utilizado um passo de 3 ns e para modelagem detalhada um passo de 1 ns. Esses valores são ajustados para permitir um tempo de propagação inferior ao menor tempo de trânsito de um elemento de linha de transmissão representado por esses dois modelos. Dessa forma a simulação se torna possível (o ATP informa, através de relatório de saída, problema de execução caso isso não aconteça). O valor do passo de integração utilizado também se adequa ao fenômeno que se deseja investigar (até 2 MHz), pois é inferior ao máximo determinado pelo teorema de Nyquist.

Um detalhe importante no que diz respeito às conexões do último vão representado da linha de transmissão com o sistema de potência são as impedâncias de surto que devem ser usadas. Essas conexões permitem refrações no último vão, fazendo com que as sobretensões obtidas no tempo sejam mais fiéis ao sistema real. Além disso, é importante terminar a conexão com uma fonte de tensão que simula a tensão do sistema de potência. Nesse caso, utiliza-se o valor máximo permitido em regime permanente, segundo os Procedimentos de Rede do Operador do Sistema Interligado Nacional (SIN), de 1,050 pu como critério conservativo. A figura 5.1.2 apresenta um detalhe da conexão com o sistema de potência, modelada no ATPDraw (PRIKLER; HØIDALEN, 1998).

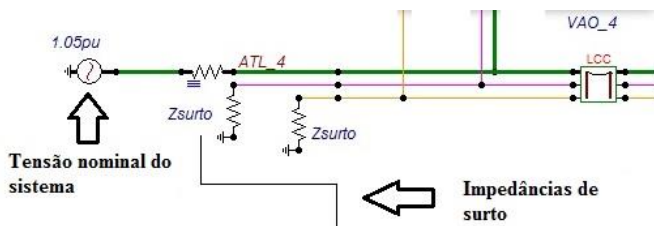


Figura 5.1.2 – Detalhe da conexão do último vão (V4) com o sistema de potência.

A cadeia de isoladores é representada como uma chave controlada por tensão em paralelo com um ramo RC . O valor da tensão pela qual a chave é fechada é determinado pela observação da tensão sobre a cadeia de isoladores. Essa tensão é então comparada com a curva $V \times t$ previamente calculada pela equação 3.1.5.1. A ocorrência de ruptura da cadeia é estabelecida caso a sobretensão ultrapasse a curva $V \times t$. As figuras 5.1.3 e 5.1.4 apresentam esta situação descrita.

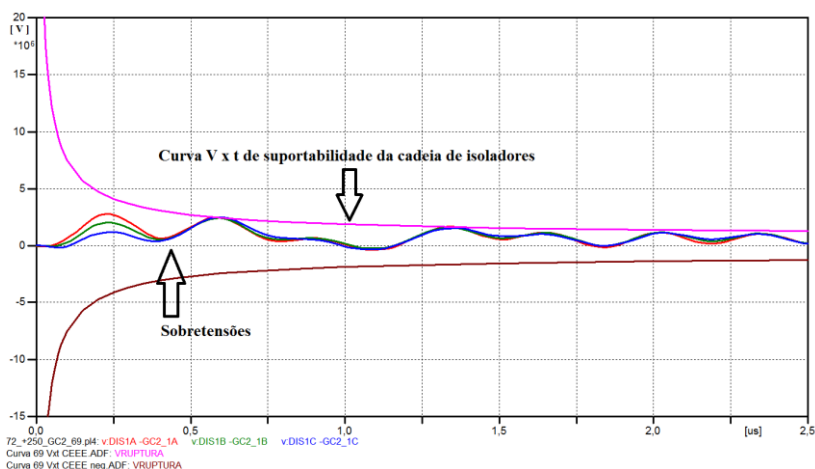


Figura 5.1.3 – Curva $V \times t$ Versus Sobretensões.

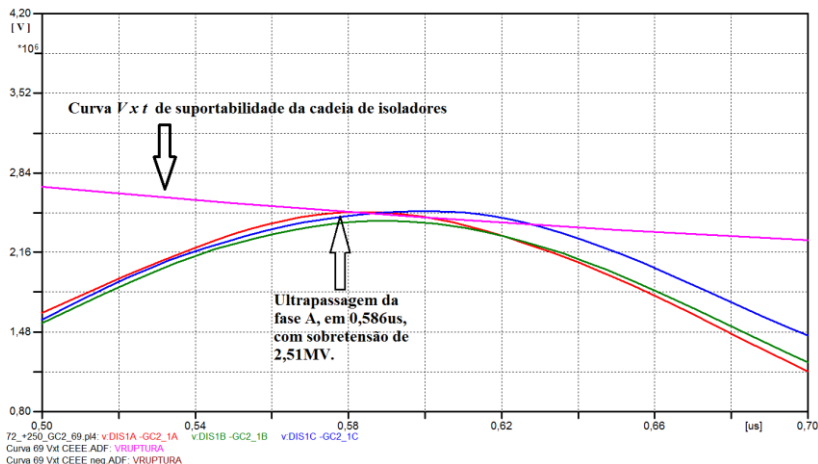


Figura 5.1.4 – Detalhe do tempo e valor na ruptura da fase A.

As impedâncias de surto da torre são calculadas conforme sua geometria e as equações apresentadas na subseção 3.1.3. Os modelos que consideram o surto se propagando verticalmente pela torre (cônico, cilíndrico e *waist*) são representados por uma impedância de surto com o seu tempo de propagação associado através do elemento de linha de transmissão transposta a parâmetros distribuídos (componente *Line_Zt*) (LEUVEN EMTP CENTER, 1987) disponível no ATPDraw. Para o modelo multicondutor, que considera a propagação por toda a geometria da torre, o circuito que representa esse fenômeno é o proposto por Hara e Yamamoto (1996). Esse circuito necessita ser construído com vários componentes *Line_Zt*. A resistência de pé de torre quando utilizada sem consideração do efeito de ionização do solo é modelada como uma resistência constante, através o elemento resistor do ATPDraw (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). Todas as torres de transmissão desse sistema teste possuem uma haste e quatro cabos contrapesos na sua base. A resistência impulsiva da haste e a resistência dinâmica de cada cabo contrapeso são calculadas de acordo com o apresentado na subseção 3.1.4. A representação simplificada e detalhada desses componentes da linha de transmissão no ATPDraw é visualizada nas figuras 5.1.5 e 5.1.6, respectivamente.

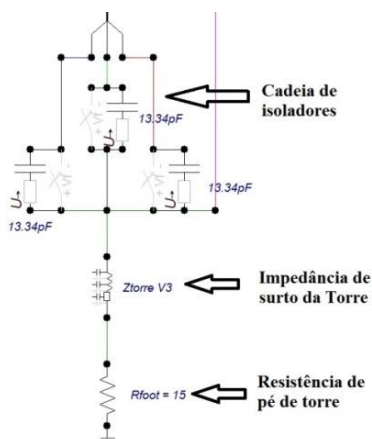


Figura 5.1.5 – Modelagem simplificada para componentes de linha de transmissão.

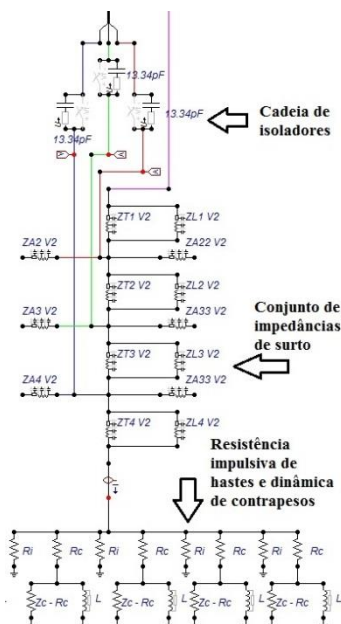


Figura 5.1.6 – Modelagem detalhada para componentes de linha de transmissão.

5.2 IMPLEMENTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO (EQUIPAMENTOS)

Os barramentos internos da subestação são modelados da mesma maneira que as linhas de transmissão, observando as geometrias e distâncias envolvidas entre estes barramentos. O arranjo físico necessário para a coleta das informações (dados para modelagem) é fornecido pela concessionária. Os modelos de Bergeron e J. Martí também são usados. A opção *segmented ground*, comentada anteriormente, é ativada, pois não se considera o efeito dos cabos de blindagem já que a probabilidade de ocorrência de falha de blindagem e incidência de descargas atmosféricas na subestação é mínima. Outra opção que poderia ser usada nesse caso seria a utilização do cabo de blindagem atuando como mais um cabo condutor, porém sem considerar os valores de tensão e correntes obtidos nesse cabo.

Com exceção do para-raios e do transformador (para modelagem detalhada), o restante dos equipamentos são representados como uma capacitância de surto para a terra, conforme apresentado na seção 3.3 e não necessitam ser testados. O modelo do para-raios também possui alguns detalhes na sua implementação que devem ser confirmados separadamente, antes de iniciar a simulação do sistema completo. Os parâmetros são calculados primeiramente conforme seção 3.4 a partir dos dados informados pelo fabricante. O teste consiste na aplicação de correntes de surto no próprio modelo, obtido a partir de formas de onda semelhantes às de laboratório. As tensões residuais são identificadas e os erros apurados. A tabela 5.2.1 apresenta os resultados e erros obtidos para os modelos usados nesse trabalho. Os erros máximos desejados para esse tipo de estudo fica em torno de $\pm 5\%$. Os erros são calculados em relação às tensões residuais informadas no catálogo do fabricante. Como o interesse são nas sobretensões oriundas de descargas atmosféricas, o erro da tensão residual para uma corrente de $8/20\ \mu\text{s}$ é o mais importante, pois ondas com esse tempo de frente e de cauda são similares aos das descargas atmosféricas. A tensão residual para uma corrente $30/60\ \mu\text{s}$ se refere às sobretensões de manobra. Além disso, a defasagem entre tensão e corrente necessita ser observada no teste para os dois modelos testados (Pinceti & Giannettoni e IEEE). Os valores na cor laranja representam que o teste é insatisfatório.

Tabela 5.2.1 – Erros na modelagem de para-raios.

<i>Modelo</i>	<i>Rating</i>	<i>N° Iter.</i>	<i>Corrente (kA) x Tensão residual 30/60µs (kV)</i>		<i>Erro 30/60 (%)</i>	<i>Corrente (kA) x Tensão residual 8/20µs (kV)</i>		<i>Erro 8/20 (%)</i>
<i>Pinceti & Giannettoni</i>	192 kV	0	0,1	330	-9,3	3	407	15,6
			0,2	338	-4,2	5	420	15,5
			0,5	362	-3,1	10	442	12,9
			1	375	-4,7	15	464	11,8
			2	389	-5,0	20	481	10,2
			3	398	-3,1	-	-	-
<i>Pinceti & Giannettoni</i>	60 kV	0	0,1	109	-10,5	3	130	14,0
			0,2	112	-5,8	5	135	13,6
			0,5	115	-0,6	10	144	15,9
			1	118	-1,4	-	-	-
			2	124	-2,9	-	-	-
<i>IEEE</i>	192 kV	2	0,1	330	-3,9	3	407	-3,7
			0,2	338	3,5	5	420	-1,7
			0,5	362	-0,5	10	442	0,0
			1	375	0,6	15	464	0,2
			2	389	2,2	20	481	-0,4
			3	398	2,3	-	-	-
<i>IEEE</i>	60 kV	5	0,1	109	-67,4	3	130	0,3
			0,2	112	-36,6	5	135	0,3
			0,5	115	1,6	10	144	0,0
			1	118	0,4	-	-	-
			2	124	-1,6	-	-	-

No presente trabalho, o transformador é o equipamento principal da análise. O ensaio de resposta em frequência é utilizado para modelagem detalhada (fornecido pela concessionária). Da mesma forma que os para-raios, o modelo do transformador necessita ser testado antes de ser incluído no sistema completo, para o caso da modelagem detalhada usando a rotina *Vector Fitting*.

Os dados principais de entrada para essa rotina são o ensaio de resposta em frequência (impedância terminal) no formato *ASCII* (vide extrato de pontos da tabela 3.5.2.1), a ordem da função racional de ajuste e o número de iterações. O ensaio de impedância terminal foi realizado com a aplicação do sinal no terminal de interesse da medição e com os terminais subsequentes abertos.

Um compromisso entre a ordem da função racional, iterações e erro médio quadrático (entre curva ajustada e curva original da resposta em frequência) é assumido nessa rotina. Os melhores ajustes obtidos para os modelos utilizados nesse trabalho são apresentados na tabela 5.2.2.

Tabela 5.2.2 - Síntese dos resultados dos ajustes para uma capacitância concentrada e com utilização da rotina *Vector Fitting* para modelagem do transformador.

<i>Tensão nominal</i>	<i>Modelo</i>	<i>C (nF)</i>	<i>N^o Iterações</i>	<i>Ordem de Y(s) / n^o de Ramos RLGC</i>	<i>Erro (pu)</i>
230 kV	Capacitância	10	-	-	-
230 kV	<i>Vector Fitting</i>	-	20	58 / 91	0,0016819
69 kV	Capacitância	15,6	-	-	-
69 kV	<i>Vector Fitting</i>	-	9	80/122	0,0018649

O banco de transformadores a ser modelado possui ligações em estrela aterrada para os enrolamentos primários e secundários (230 kV e 69 kV) e ligação em delta para o enrolamento terciário (13,8 kV).

As figuras 5.2.1 a 5.2.4 apresentam o ajuste realizado na síntese do modelo do transformador com a rotina *Vector Fitting*.

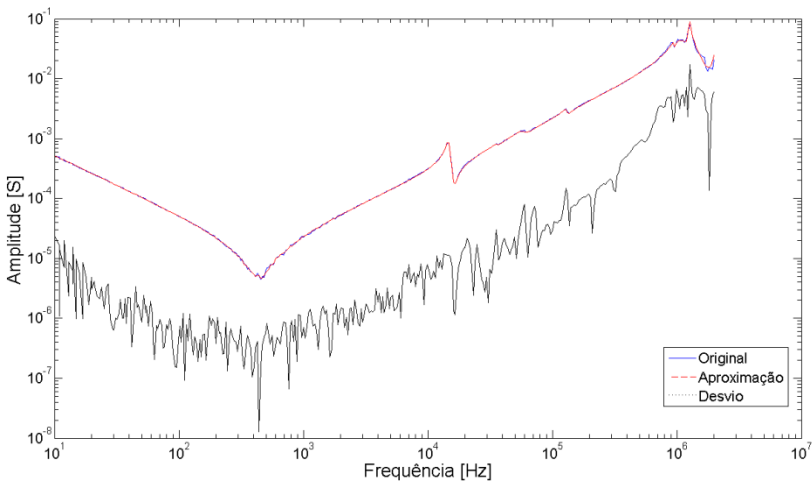


Figura 5.2.1 – Amplitude da admitância - Ajuste para a resposta em frequência vista dos terminais 230 kV.

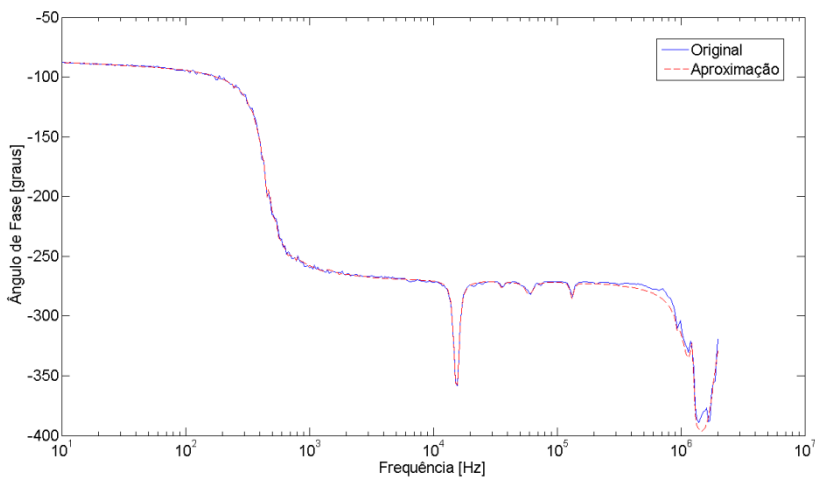


Figura 5.2.2 – Ângulo de Fase - Ajuste para a resposta em frequência vista dos terminais 230 kV.

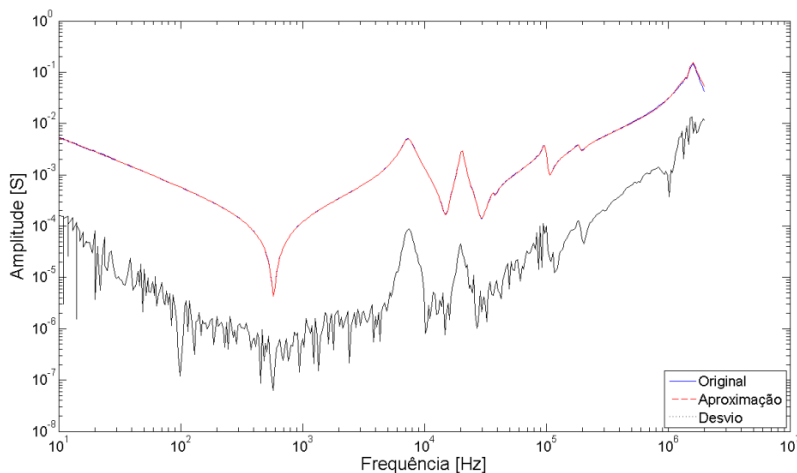


Figura 5.2.3 – Amplitude da admitância - Ajuste para a resposta em frequência vista dos terminais 69 kV.

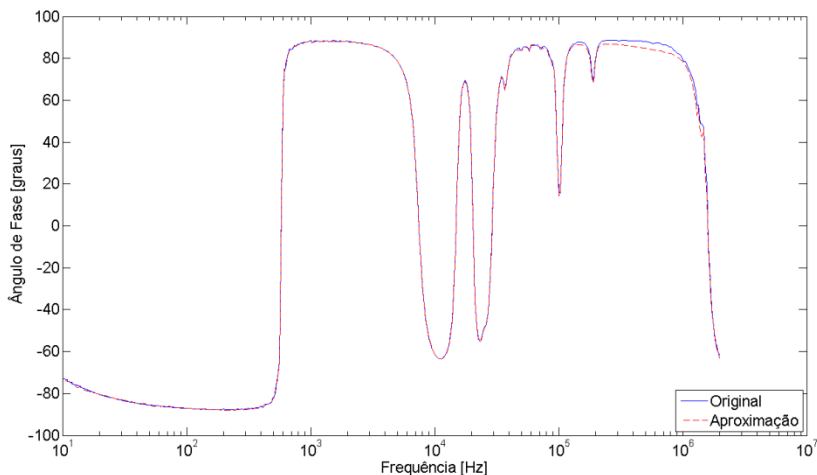


Figura 5.2.4 – Ângulo de Fase - Ajuste para a resposta em frequência vista dos terminais 69 kV.

Além do desvio introduzido pelo ajuste vetorial, existe ainda um erro introduzido devido à síntese da função racional em redes do tipo *RLGC*. Essas redes após serem sintetizadas e aplicadas no ATPDraw produzem um erro em relação à função original. As comparações entre a função original e a resposta do circuito *RLGC* são apresentadas nas figuras 5.2.5 e 5.2.6 (amplitude).

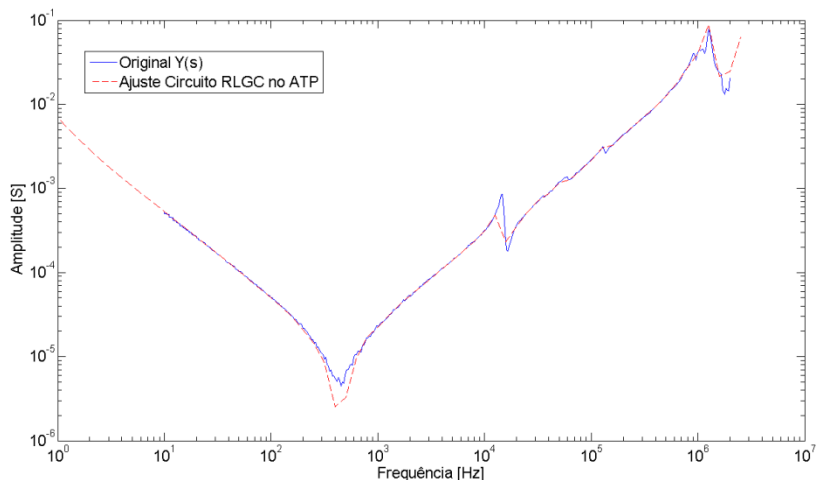


Figura 5.2.5– Resposta em frequência da rede *RLGC* sintetizada no ATP comparada à função original para os terminais 230 kV.

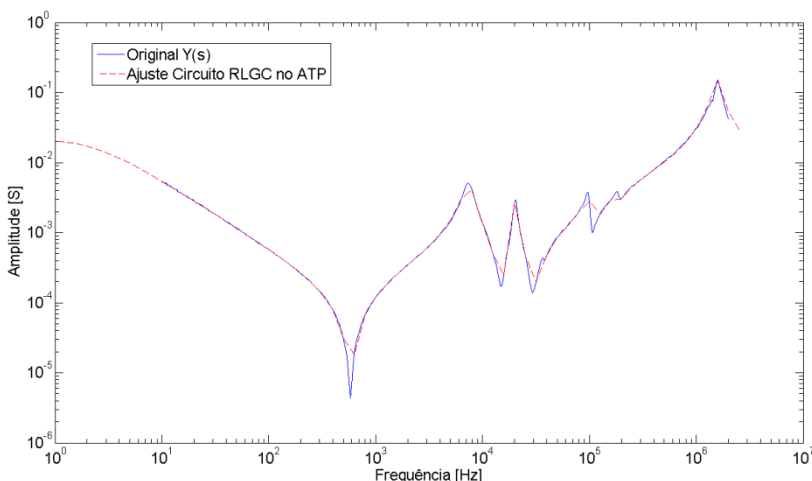


Figura 5.2.6 – Resposta em frequência da rede *RLGC* sintetizada no ATP comparada à função original para os terminais 69 kV.

Apesar da introdução de erros quando da sintetização da rede *RLGC* para simular o comportamento do transformador em altas frequências no ATP devido aos problemas de arredondamento citados na seção 3.5.2, os resultados obtidos são muito mais confiáveis que os fornecidos quando o transformador é representado simplesmente por uma capacitância de surto.

5.3 PREPARAÇÕES DE CASOS E APLICAÇÃO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Um conjunto de 38 casos são selecionados para a simulação, sendo 25 para 230 kV e 13 para 69 kV. Cada conjunto é aplicado ao sistema completo modelado de forma simplificada e detalhada, totalizando 76 casos. O sistema é alimentado com tensão nominal e sem diferença angular entre as fontes, caracterizando assim que está a vazio, portanto com condições iniciais nulas para valores de corrente antes da aplicação das descargas atmosféricas. Cinco tipos de descargas atmosféricas indiretas e um tipo de descarga atmosférica direta (falha de blindagem) são aplicados em cada linha de transmissão. As linhas de transmissão GC2, FIB de 230 kV e GLO, GC11 de 69 kV são de circuito duplo, portanto a conexão do cabo de blindagem é comum para estas linhas. Nesse caso, a aplicação de uma descarga indireta no cabo

de blindagem produz o mesmo resultado para as duas linhas. A seleção das formas das descargas atmosféricas partiu dos parâmetros encontrados nos dados de Berger (COORAY, 2010) e (BERGER; ANDERSON; KRONINGER, 1975) e dados de Visacro (VISACRO et al., 2012) já comentados na seção 2.5. Os dados de Visacro são escolhidos, pois apresentam estatísticas dependentes das medições feitas no Brasil e, portanto mais adequadas do ponto de vista geográfico em relação à subestação modelada. Além disso, são realizadas simulações do ponto de vista do domínio das frequências, e os dados de Visacro são mais restritivos na região (faixa de frequências) onde se deseja investigar o fenômeno transitório. Porém somente dados de descargas com polaridade negativa foram publicadas (VISACRO et al., 2012). A investigação de descargas com polaridade positiva também necessita ser realizada, mesmo que a sua probabilidade de ocorrência seja menor. Para este caso os dados de Berger (COORAY, 2010) e (BERGER; ANDERSON; KRONINGER, 1975) são usados, pois se trata do conjunto mais completo de medições e por consequência o melhor tratamento estatístico disponível até o momento. As formas das descargas atmosféricas são determinadas de forma conservadora no que diz respeito ao tempo de frente, duração (tempo de cauda) e à amplitude da corrente de descarga (vide figura 2.5.4). Uma descarga denominada crítica também é simulada. Essa descarga se assemelha ao *super flash*, já comentado na seção 2.5, e possui probabilidade baixa de ocorrência. A tabela 5.3.1 apresenta os tipos de descargas indiretas (nos cabos de blindagem) que são utilizadas na simulação.

Tabela 5.3.1 – Descargas atmosféricas indiretas utilizadas nas simulações.

<i>Tipo</i>	<i>Amplitude - PEAK (kA)</i>	<i>T_f (μs)</i>	<i>T_t (μs)</i>
Polaridade positiva - Berger	35	22	230
Polaridade positiva – Berger	250	3,5	230
Polaridade negativa – Visacro	45	5,1	53
Polaridade negativa – Visacro	94,2	1,9	53
Descarga Crítica – Polaridade positiva	300	0,2	50

Descargas diretas nos cabos condutores, as chamadas falhas de blindagem, também são consideradas no presente trabalho. Para tanto, são utilizadas as geometrias de todos os vão de cada linha de transmissão e aplicado às equações do modelo eletrogeométrico de Love (LOVE, 1973) para determinar a amplitude da corrente de falha de blindagem. Utiliza-se então para cada linha de transmissão, o valor da

maior amplitude calculada pela equação de Love (vide equação 2.3.2 e tabela 2.3.1) no vão correspondente, como critério conservativo, além da escolha de tempos de frente e de cauda com valores pessimistas (válido também para as descargas indiretas). A tabela 5.3.2 apresenta os tipos de descargas diretas que são contempladas nas simulações. Todas as descargas são aplicadas na fase “A” da linha de transmissão.

Tabela 5.3.2– Falhas de blindagens consideradas nas simulações.

<i>Linha – Vão</i>	<i>Amplitude - PEAK (kA)</i>	<i>T_f (μs)</i>	<i>T_i (μs)</i>
AT2 230 kV – Vão 3	11,10	0,5	50
CIA 230 kV – Vão 1	11,58	0,5	50
GC2 230 kV – Vão 4	16,19	0,5	50
FIB 230 kV – Vão 4	16,19	0,5	50
GC1 230 kV – Vão 4	11,10	0,5	50
GLO 69 kV – Vão 2	9,19	0,5	50
GC11 69 kV – Vão 2	9,19	0,5	50
GC22 69 kV – Vão 2	9,84	0,5	50

Como a fonte utilizada no ATP é do tipo cossenoidal, o valor máximo é atingido no instante de tempo inicial (instante zero) da simulação. Após o sistema inteiro estar modelado, é necessário executar as simulações com programa ATP e extrair os resultados. É preciso verificar se houve ruptura da cadeia de isoladores, caracterizando a ocorrência de *backflashover*, para então ajustar os novos valores de tensão nas chaves que compõem o modelo de cadeia de isoladores (vide seção 5.1). No caso da modelagem detalhada, os valores das correntes na resistência de pé de torre são determinados, e quando da ocorrência de *backflashover*, um novo ajuste nos parâmetros do modelo da resistência impulsiva necessita ser realizado. A tabela 5.3.3 apresenta os casos separados por tensão e tipo de surto aplicado. Os casos indicados em vermelho são os que obtiveram ocorrência de *backflashover* (*flashover* para casos com falha de blindagem).

Tabela 5.3.3– Descrição dos Casos Simulados.

<i>Simplificada</i>			<i>Detalhada</i>		
<i>Tensão</i>	<i>Caso</i>	<i>Surto aplicado</i>	<i>Tensão</i>	<i>Caso</i>	<i>Surto Aplicado</i>
230 kV	1	DP_35_AT2	230 kV	39	DP_35_AT2
230 kV	2	DP_250_AT2	230 kV	40	DP_250_AT2
230 kV	3	DN_45_AT2	230 kV	41	DN_45_AT2
230 kV	4	DN_94_AT2	230 kV	42	DN_94_AT2
230 kV	5	FB_AT22	230 kV	43	FB_AT2
230 kV	6	DC_300_AT2	230 kV	44	DC_300_AT2
230 kV	7	DP_35_CIA	230 kV	45	DP_35_CIA
230 kV	8	DP_250_CIA	230 kV	46	DP_250_CIA
230 kV	9	DN_45_CIA	230 kV	47	DN_45_CIA
230 kV	10	DN_94_CIA	230 kV	48	DN_94_CIA
230 kV	11	FB_CIA	230 kV	49	FB_CIA
230 kV	12	DC_300_CIA	230 kV	50	DC_300_CIA
230 kV	13	DP_35_GC2_FIB	230 kV	51	DP_35_GC2_FIB
230 kV	14	DP_250_GC2_FIB	230 kV	52	DP_250_GC2_FIB
230 kV	15	DN_45_GC2_FIB	230 kV	53	DN_45_GC2_FIB
230 kV	16	DN_94_GC2_FIB	230 kV	54	DN_94_GC2_FIB
230 kV	17	FB_GC2	230 kV	55	FB_GC2
230 kV	18	FB_FIB	230 kV	56	FB_FIB
230 kV	19	DC_300_GC2_FIB	230 kV	57	DC_300_GC2_FIB
230 kV	20	DP_35_GC1	230 kV	58	DP_35_GC1
230 kV	21	DP_250_GC1	230 kV	59	DP_250_GC1
230 kV	22	DN_45_GC1	230 kV	60	DN_45_GC1
230 kV	23	DN_94_GC1	230 kV	61	DN_94_GC1
230 kV	24	FB_GC1	230 kV	62	FB_GC1
230 kV	25	DC_300_GC1	230 kV	63	DC_300_GC1
69 kV	26	DP_35_GLO_GC11	69 kV	64	DP_35_GLO_GC11
69 kV	27	DP_250_GLO_GC11	69 kV	65	DP_250_GLO_GC11
69 kV	28	DN_45_GLO_GC11	69 kV	66	DN_45_GLO_GC11
69 kV	29	DN_94_GLO_GC11	69 kV	67	DN_94_GLO_GC11
69 kV	30	FB_GLO	69 kV	68	FB_GLO
69 kV	31	FB_GC11	69 kV	69	FB_GC11
69 kV	32	DC_300_GLO_GC11	69 kV	70	DC_300_GLO_GC11
69 kV	33	DP_35_GC22	69 kV	71	DP_35_GC22
69 kV	34	DP_250_GC22	69 kV	72	DP_250_GC22
69 kV	35	DN_45_GC22	69 kV	73	DN_45_GC22
69 kV	36	DN_94_GC22	69 kV	74	DN_94_GC22
69 kV	37	FB_GC22	69 kV	75	FB_GC22
69 kV	38	DC_300_GC22	69 kV	76	DC_300_GC22

Legenda:

FB_FIB: Surto de Falha de Blindagem na LT FIB 230 kV;

DP_35_AT2: Descarga Positiva 35 kA na LT AT2 230 kV;

DP_250_GC2_FIB: Descarga Positiva 250 kA nas LT's GC2 e FIB 230 kV;

DN_45_CIA: Descarga Negativa 45 kA na LT CIA 230 kV;

DC_300_GC2_FIB: Descarga Crítica 300 kA na LT GC2 e FIB 230 kV.

5.4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Os resultados no domínio do tempo, derivados do ATP são empregados pela abordagem clássica de coordenação de isolamento e ao mesmo tempo servem como dado de entrada para a rotina Matlab que foi desenvolvida para cálculo da densidade espectral de energia (ROCHA et al., 2010), assim possibilitando a análise da nova abordagem. Dessa forma as tabelas 5.4.1 e 5.4.2 apresentam os resultados para a modelagem simplificada e detalhada respectivamente. Os resultados na cor vermelha indicam que o isolamento do transformador não está coberto pelos ensaios padronizados.

Tabela 5.4.1– Resultados para modelagem simplificada.

<i>Caso</i>	<i>Margem BIL (%)</i>	<i>FSDF_{MAX}</i>	<i>Margem FDSF (%)</i>	<i>N° Ultrap.</i>	<i>Backflashovers</i>	<i>Maior F_{CRIT} (Hz)</i>
1	69,16	0,7092	29,08	0	NÃO	1,025E+06
2	35,62	0,9954	0,46	0	SIM	4888,00
3	75,91	0,4819	51,81	0	NÃO	1,025E+06
4	64,48	0,4222	57,78	0	NÃO	1,025E+06
5	72,63	0,2351	76,49	0	SIM	24530,000
6	45,19	0,8081	19,19	0	SIM	5060,00
7	68,44	0,7262	27,38	0	NÃO	1,025E+06
8	33,76	1,013	-1,3	1	SIM	4888,00
9	76,82	0,484	51,6	0	NÃO	1,025E+06
10	66,57	0,4241	57,59	0	NÃO	1,025E+06
11	51,92	0,9404	5,96	0	SIM	9426,00
12	44,52	0,9105	8,95	0	SIM	5060,00
13	66,01	0,7983	20,17	0	NÃO	1,025E+06
14	38,45	1,054	-5,4	1	SIM	5002,00
15	73,72	0,4136	58,64	0	NÃO	1,025E+06
16	61,89	0,5272	47,28	0	NÃO	5178,00
17	74,07	0,1709	82,91	0	SIM	1,025E+06
18	73,24	0,1835	81,65	0	SIM	1,025E+06
19	40,57	0,799	20,1	0	SIM	5299,00
20	68,52	0,7248	27,52	0	NÃO	1,025E+06
21	38,15	1,063	-6,3	1	SIM	4832,00
22	76,82	0,4844	51,56	0	NÃO	1,025E+06
23	66,92	0,4257	57,43	0	NÃO	1,025E+06
24	71,87	0,1751	82,49	0	SIM	1,025E+06
25	46,42	2,261	-126,1	1	SIM	1,845E+06
26	69,78	0,5459	45,41	0	NÃO	1,025E+06
27	56,08	0,6062	39,38	0	SIM	4777,00
28	70,13	0,3749	62,51	0	NÃO	5002,00
29	69,26	0,422	57,8	0	NÃO	4722,00
30	63,57	0,4996	50,04	0	SIM	4614,00
31	62,94	0,5037	49,63	0	SIM	4614,00
32	56,52	3,936	-293,6	2	SIM	1,205E+06
33	70,30	0,5284	47,16	0	NÃO	1,025E+06
34	51,63	0,6876	31,24	0	SIM	4722,00
35	70,18	0,3588	64,12	0	NÃO	5060,00
36	55,64	0,5385	46,15	0	SIM	5119,00
37	71,41	0,1768	82,32	0	SIM	30530,00
38	50,24	1,945	-94,5	5	SIM	1,465E+06

Notas:

Caso 32 – Apresenta também uma frequência crítica de 1,465E+06 Hz.

Caso 38 – Apresentam também as seguintes frequências críticas: 29150,00; 1,233E+06; 1,683E+06 e 1,866E+06 Hz.

Tabela 5.4.2– Resultados para modelagem detalhada.

<i>Caso</i>	<i>Margem BIL (%)</i>	<i>FDSF_{MAX}</i>	<i>Margem FDSF (%)</i>	<i>N° Ultrap.</i>	<i>Backlashovers</i>	<i>Maior F_{CRIT} (Hz)</i>
39	76,57	0,4198	58,02	0	NÃO	1,025E+06
40	42,28	2,058	-105,8	2	SIM	8,237E+05
41	76,57	0,4234	57,66	0	NÃO	1,025E+06
42	72,38	0,8565	14,35	0	SIM	8,142E+05
43	75,12	0,2094	79,06	0	SIM	31970,00
44	38,99	5,75	-475	2	SIM	5,316E+05
45	76,57	0,4281	57,19	0	NÃO	1,025E+06
46	44,89	1,189	-18,9	2	SIM	1,025E+06
47	76,57	0,4186	58,14	0	NÃO	1,025E+06
48	76,57	0,4158	58,42	0	NÃO	1,025E+06
49	49,55	0,871	12,9	0	SIM	16390,00
50	44,22	1,944	-94,4	3	SIM	7,511E+05
51	76,57	0,4462	55,38	0	NÃO	1,025E+06
52	73,36	0,5657	43,43	0	NÃO	1,025E+06
53	76,57	0,4095	59,05	0	NÃO	1,025E+06
54	76,57	0,3952	60,48	0	NÃO	1,025E+06
55	76,57	0,1526	84,74	0	SIM	1,037E+06
56	76,57	0,2364	76,36	0	SIM	31600,00
57	46,17	0,8649	13,51	0	SIM	1,910E+06
58	76,57	0,4261	57,39	0	NÃO	1,025E+06
59	42,61	9,807	-880,7	2	SIM	1,932E+06
60	76,57	0,4196	58,04	0	NÃO	1,025E+06
61	54,37	0,5309	46,91	0	SIM	27520,00
62	76,57	0,1998	80,02	0	SIM	31970,00
63	36,19	21,13	-2013	5	SIM	1,910E+06
64	83,81	0,1838	81,62	0	NÃO	1,025E+06
65	71,71	0,5132	48,68	0	NÃO	1,233E+06
66	83,81	0,149	85,1	0	NÃO	1,025E+06
67	82,01	0,249	75,1	0	NÃO	1,025E+06
68	58,76	0,6851	31,49	0	SIM	1,025E+06
69	59,33	0,5849	41,51	0	SIM	1,025E+06
70	57,48	0,8867	11,33	0	SIM	1,383E+06
71	83,81	0,1635	83,65	0	NÃO	1,025E+06
72	55,08	0,917	8,3	0	SIM	1,025E+06
73	83,81	0,16	84	0	NÃO	1,025E+06
74	80,11	0,3993	60,07	0	NÃO	1,233E+06
75	60,88	0,6378	36,22	0	SIM	1,037E+06
76	37,95	2,471	-147,1	2	SIM	2,000E+06

Notas:

Caso 40 – Apresenta também uma frequência crítica de 4722,00 Hz.

Caso 44 – Apresenta também uma frequência crítica de 1,702E+06 Hz.

Caso 46 – Apresenta também uma frequência crítica de 4614,00 Hz.

Caso 50 – Apresentam também as seguintes frequências críticas: 8,049E+05 e 1,625E+06 Hz.

Caso 59 – Apresenta também uma frequência crítica de 1,025E+06 Hz.

Caso 63 – Apresentam também as seguintes frequências críticas: 1,722E+06; 1,517E+06; 7,511E+05 e 3,677E+05 Hz.

Caso 76 – Apresenta também uma frequência crítica de 1,025E+06 Hz.

Os valores das máximas sobretensões no domínio do tempo que foram obtidos na simulação sempre se situam abaixo do nível básico de isolamento (NBI ou BIL). Dessa forma uma margem em relação ao valor do BIL é definida e apresentada na segunda coluna das tabelas 5.4.1 e 5.4.2. Alguns casos análogos (mesmo tipo de descarga atmosférica sendo aplicada na modelagem simplificada e na detalhada) são escolhidos para uma análise mais detalhada dos resultados em forma de gráficos. As análises no domínio do tempo empregam a abordagem clássica de coordenação de isolamento e as análises no domínio da frequência utilizam a nova metodologia. Os sinais apresentados na forma do domínio do tempo se referem às sobretensões no terminal do transformador (nas três fases). O valor do BIL para o terminal de alta tensão é de 850 kV e para o terminal de média tensão é de 350 kV (indicados na cor vermelha nas figuras no domínio do tempo, a seguir).

A análise no domínio da frequência se baseia na densidade espectral de energia e no cálculo do Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF), que determina se as sobretensões estão cobertas pelos ensaios padronizados. A envoltória indicada nas figuras a seguir (no domínio da frequência) se refere aos ensaios do transformador, que caracterizam o limite de suportabilidade a sobretensões, considerado neste trabalho. As figuras 5.4.1 e 5.4.2 apresentam a solução no domínio do tempo para os casos análogos 8 e 46, respectivamente.

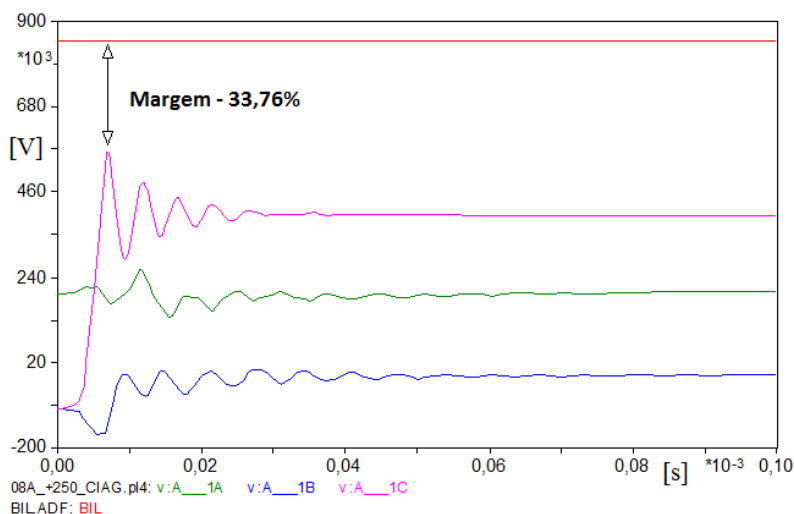


Figura 5.4.1– Solução no domínio do tempo para o Caso 8 (modelagem simplificada).

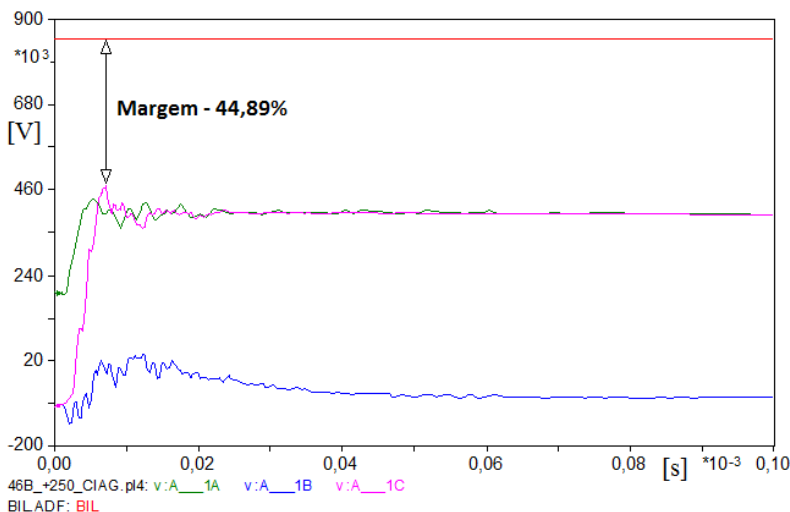


Figura 5.4.2– Solução no domínio do tempo para o Caso 46 (modelagem detalhada).

A solução no domínio do tempo, ilustrada nas figuras 5.4.1 e 5.4.2, informa claramente que existe uma boa margem de segurança em relação ao nível básico de isolamento do transformador (o caso 8 apresenta o pior resultado dentre os simulados, para o domínio do tempo).

Para o caso com modelagem detalhada, a margem é maior que na modelagem simplificada (diferença > 11%). Nota-se que na modelagem detalhada o sinal no tempo contém várias componentes em frequências distintas, teoricamente mais altas, nos trechos entre 0 e 20 μ s.

As figuras 5.4.3 a 5.4.6 apresentam a mesma solução dos casos análogos (8 e 46) no domínio da frequência.

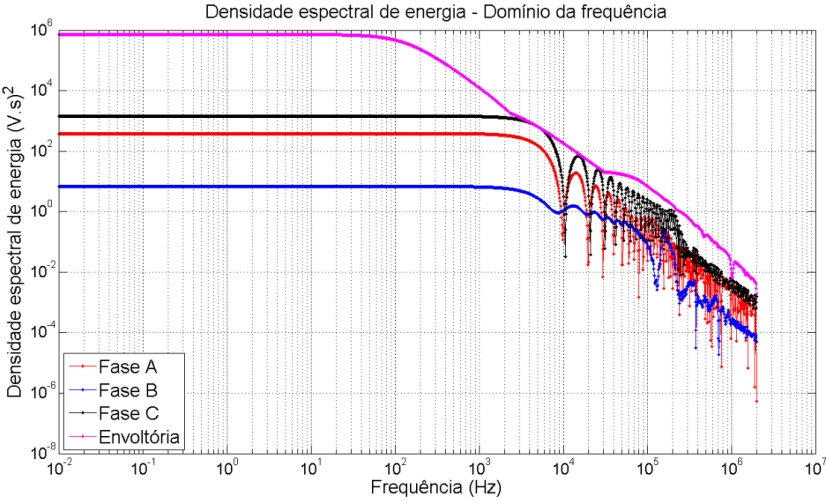


Figura 5.4.3– Densidade espectral de energia para o caso 8 (modelagem simplificada).

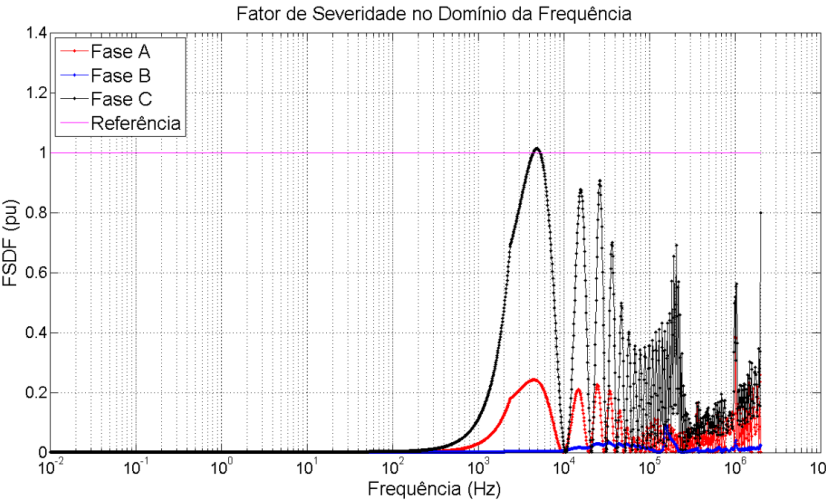


Figura 5.4.4– Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) para o caso 8 (modelagem simplificada).

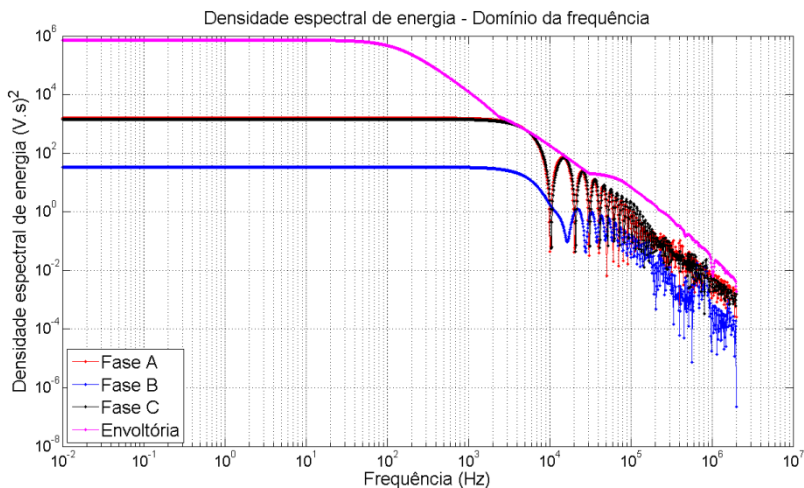


Figura 5.4.5– Densidade espectral de energia para o caso 46 (modelagem detalhada).

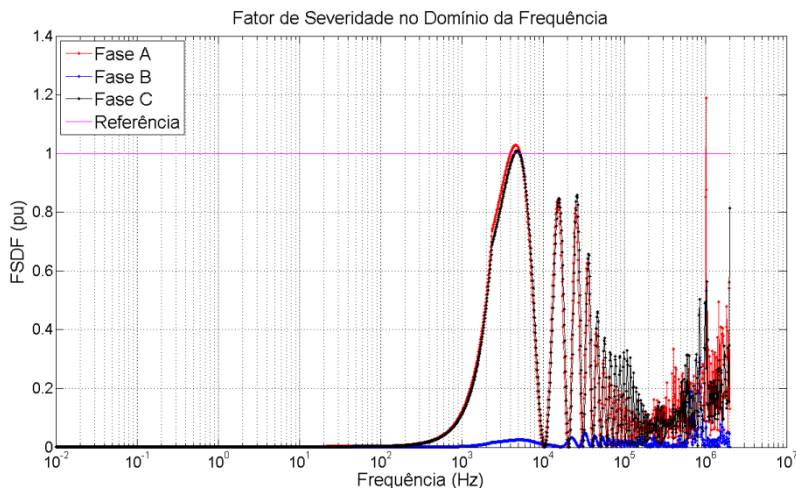


Figura 5.4.6– Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) para o caso 46 (modelagem detalhada).

As análises no domínio da frequência para os casos 8 e 46 informam que a sobretensão no transformador, que solicita o isolamento, são amplificadas de tal maneira que ultrapassam o limite coberto pelos ensaios padronizados (envoltória). Sendo assim, sob esta

nova abordagem, existe um risco de dano no isolamento do transformador.

Frequências diferentes são excitadas, comparando-se os resultados obtidos com a modelagem simplificada e com a modelagem detalhada. Além disso, na modelagem detalhada observam-se duas ultrapassagens da envoltória (valor limite coberto pelos ensaios), enquanto que na modelagem simplificada houve somente uma ultrapassagem. Uma frequência crítica de 1,02 MHz ocorre na modelagem detalhada (caso 46). Isso não se confirma para a modelagem simplificada (caso 8). Esse tipo de resultado mostra que uma modelagem mais simplificada da física do fenômeno pode não retratar fielmente frequências críticas inerentes ao sinal que atinge o transformador. Uma capacitância concentrada como modelo do transformador não representa de maneira precisa a curva do ensaio de resposta em frequência. As simplificações dos demais modelos usados na modelagem simplificada, principalmente os modelos de linhas de transmissão onde o comportamento variante na frequência não é considerado e as resistências tendem a ser menores, alteram o surto de chegada ao terminal do transformador. Esse somatório de simplificações pode ser o motivo para o aparecimento de diferentes frequências críticas em casos com alta amplitude da descarga atmosférica.

Os casos 8 e 46 são provenientes de descargas atmosféricas com polaridade positiva de 250 kA 3,5/230 μ s. Apesar de serem descargas com baixa probabilidade de ocorrência, esses casos necessitam ser considerados em estudos de coordenação de isolamento.

Para casos com descargas atmosféricas críticas, com probabilidades baixíssimas de ocorrência, e com tempos de frente muito curtos, como é o caso das simuladas nesse trabalho, certo grau de conservadorismo é levado em consideração quando da utilização dessas descargas no estudo de coordenação de isolamento. Para simulações de transitórios muito rápidos (*very fast transients*), como no caso de subestações isoladas a gás, esse tipo de solicitação necessita ser considerada. Tempos de frente muito curtos aumentam as chances de *backflashovers*, e isso contribui para resultados mais pessimistas, tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência (vide equações 2.4.6 a 2.4.8).

As figuras 5.4.7 e 5.4.8 apresentam a solução no domínio do tempo para os casos análogos 38 e 76, respectivamente. Em ambas as figuras é possível observar uma grande concentração de componentes de alta frequência entre 0 e 25 μ s. Isso era de se esperar, pois como o tempo de frente da descarga atmosférica é muito curto (0,2 μ s), as

probabilidades de excitação de várias componentes de alta frequência aumenta. Além disso, várias reflexões de onda ocorrem no trecho atingido (provocado pela ocorrência de *backflahs* nos quatro vãos da linha de transmissão representada) até o transformador. Isso contribui para o aparecimento dessas componentes de alta frequência.

As figuras 5.4.9 a 5.4.13 apresentam a mesma solução dos casos análogos no domínio da frequência. A figura 5.4.10 indica um detalhe das ultrapassagens do valor limite.

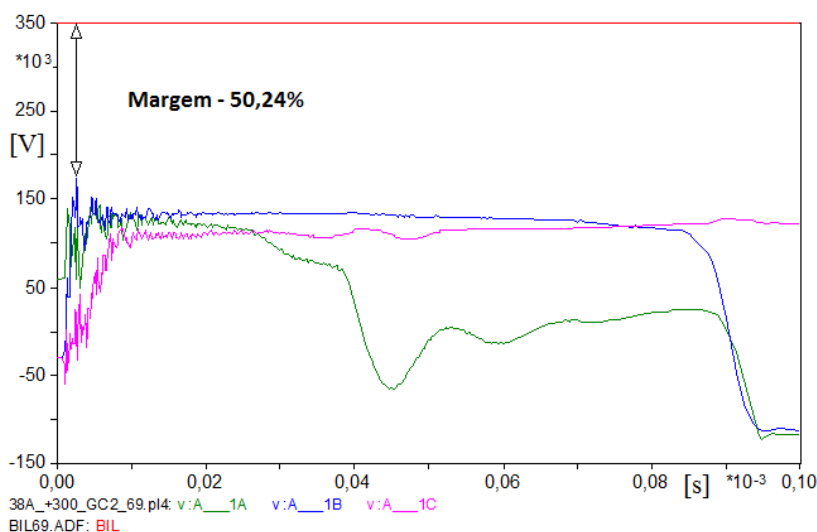


Figura 5.4.7– Solução no domínio do tempo para o caso 38 (modelagem simplificada).

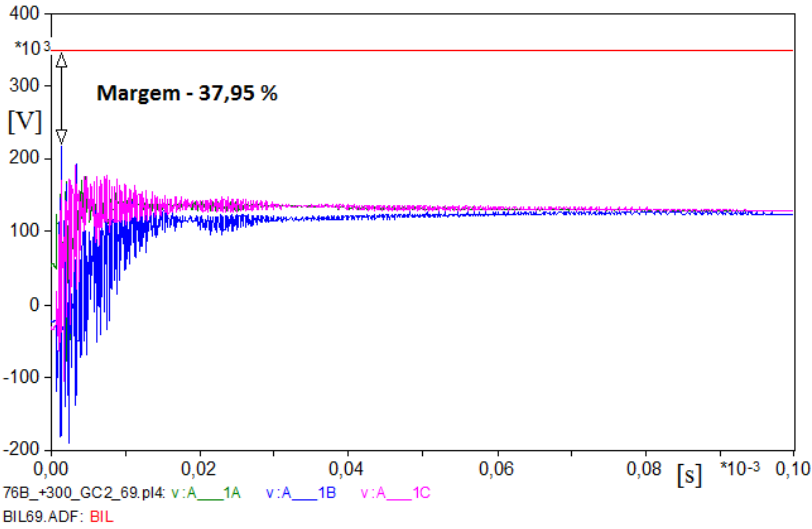


Figura 5.4.8– Solução no domínio do tempo para o caso 76 (modelagem detalhada).

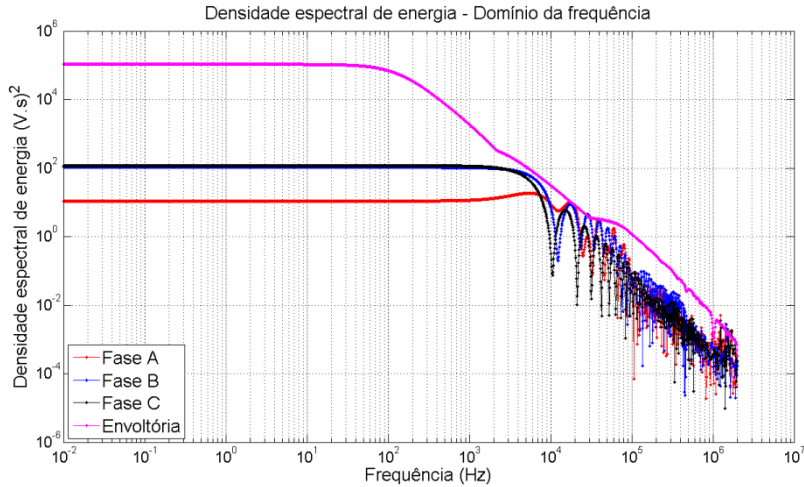


Figura 5.4.9 – Densidade espectral de energia para o caso 38 (modelagem simplificada).

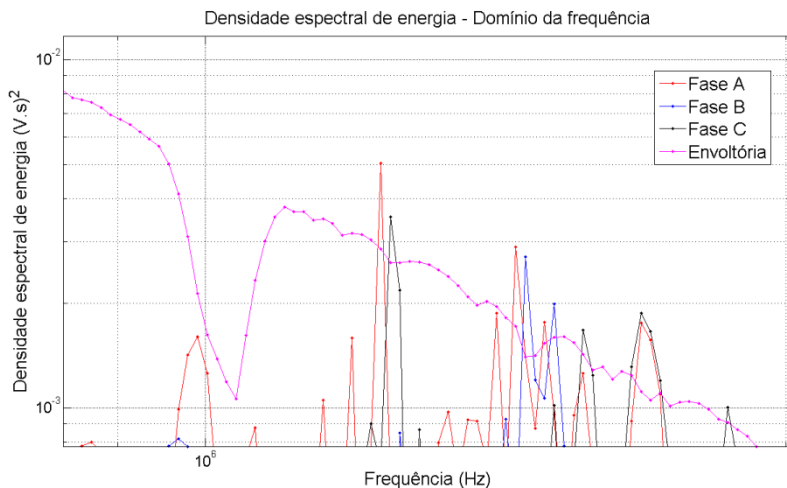


Figura 5.4.10– Detalhe das ultrapassagens no caso 38 (modelagem simplificada).

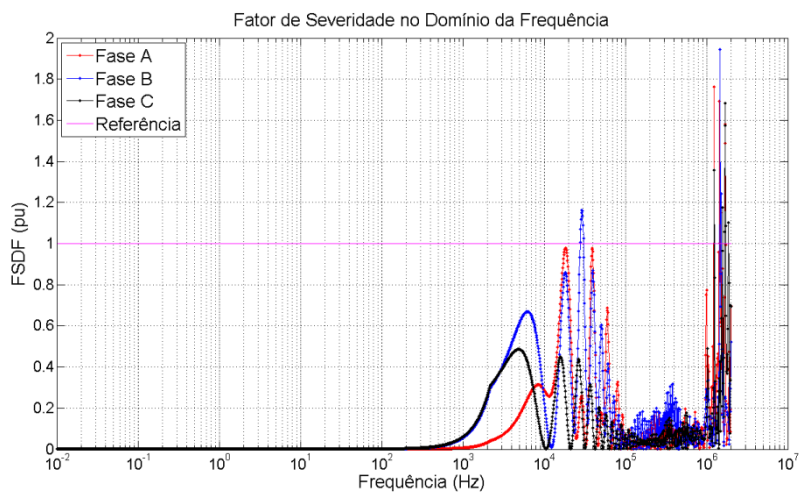


Figura 5.4.11– Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) para o caso 38 (modelagem simplificada).

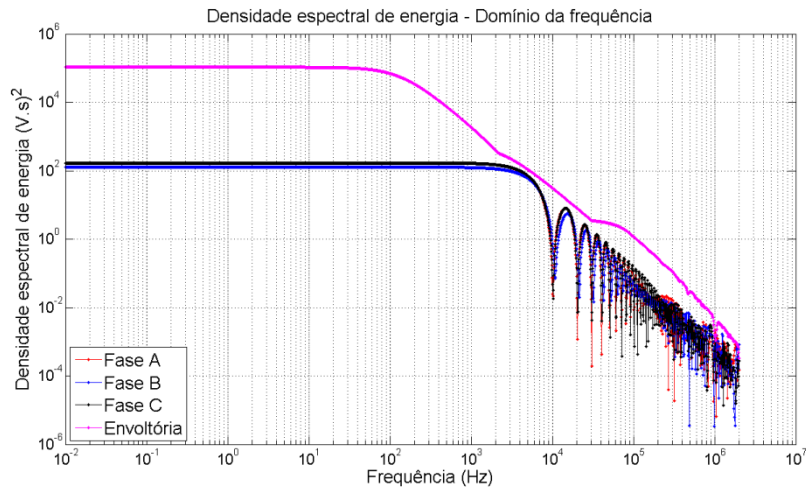


Figura 5.4.12– Densidade espectral de energia para o caso 76 (modelagem detalhada).

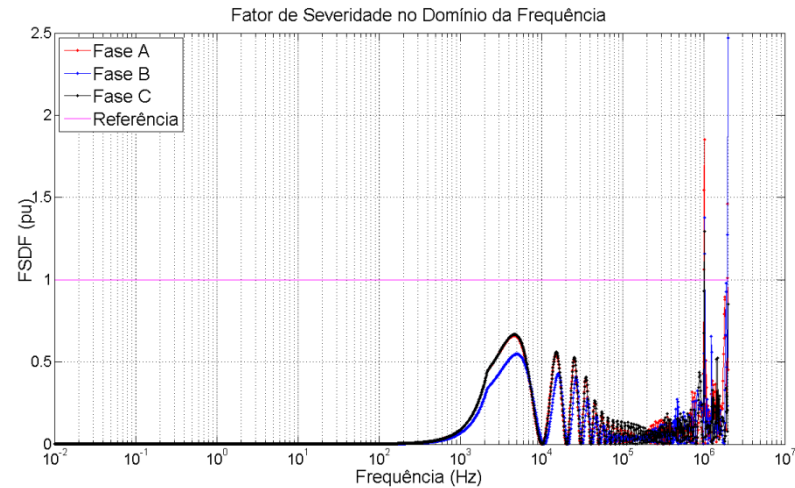


Figura 5.4.13– Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) para o caso 76 (modelagem detalhada).

Nota-se que as componentes em alta frequência são mais acentuadas quando são aplicados surtos com frentes de onda muito rápidas. Diferentes frequências críticas são excitadas para cada tipo de modelagem. Para o caso 38 (modelagem simplificada), uma ressonância

não observada na modelagem detalhada é determinada em 29,15 kHz, indicando que neste ponto a modelagem simplificada pode não estar reproduzindo a realidade. Além disso, uma quantidade maior de ultrapassagens é observada no caso 38 (figura 5.4.11).

O caso 63 apresenta o resultado mais pessimista com relação à abordagem no domínio da frequência, utilizando a densidade espectral de energia. Diversas ultrapassagens são estabelecidas, indicando ao todo a presença de cinco frequências críticas. As ressonâncias em torno de 2 MHz são altamente pronunciadas.

A figura 5.4.14 apresenta a solução do caso 63 no domínio da frequência.

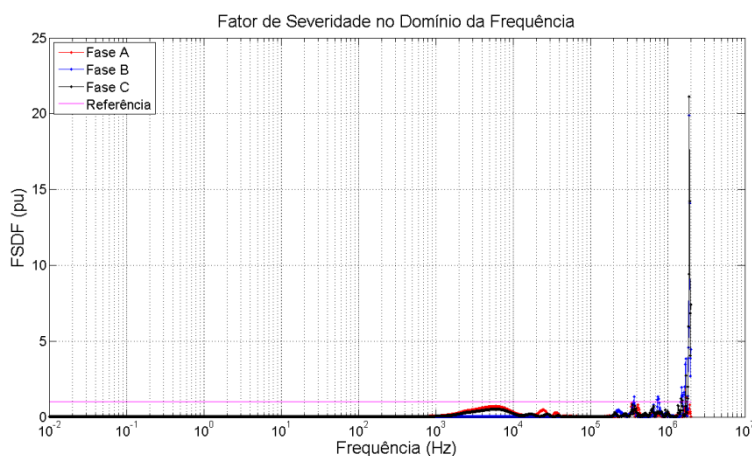


Figura 5.4.14 – Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) para o caso 63 (modelagem detalhada).

A solução no domínio do tempo apresenta sobretensões com uma alta concentração de componentes de frequência de alta magnitude, entre 0 e 30 μ s. Essas componentes entram em ressonância com o modelo computacional do transformador, ocasionando valores severos de energia. Devido a isso, o FSDF é ultrapassado em 2013%. A figura 5.4.15 apresenta a concentração de componentes de alta frequência no período citado.

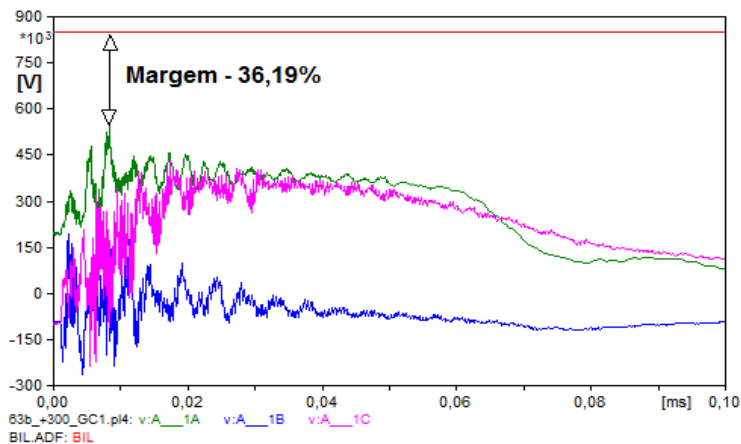


Figura 5.4.15 - Solução no domínio do tempo para o caso 63 (modelagem detalhada).

Todos os disjuntores da subestação são considerados fechados em todas as simulações, garantindo assim a fidelidade com a operação normal dos barramentos da subestação.

Porém existe ainda uma maneira de operar com uma função de transmissão (linhas, transformadores, reatores ou banco de capacitores) transferida para o disjuntor de transferência, no caso de indisponibilidade ou manutenção do disjuntor da função de transmissão.

Como nesse trabalho a preocupação é com o transformador, é selecionado o caso 59, que é bem crítico devido aos resultados obtidos (vide tabela 5.4.2), e são realizadas novas simulações, considerando o disjuntor do transformador aberto e esta função operando pelo disjuntor de transferência. A operação pelo disjuntor de transferência necessita do fechamento da seccionadora de *by-pass* do disjuntor próprio do transformador (todas as seccionadoras de *by-pass* estão abertas na simulação em operação normal) e a abertura da seccionadora que conecta o transformador na barra P (vide figura 5.1). Isso é facilmente realizado no ATPDraw. Dessa forma, a alteração do caso 59 é simples.

A comparação dessas simulações (caso normal e transferido) é apresentada nas figuras 5.4.16 e 5.4.17 para as sobretensões no domínio do tempo.

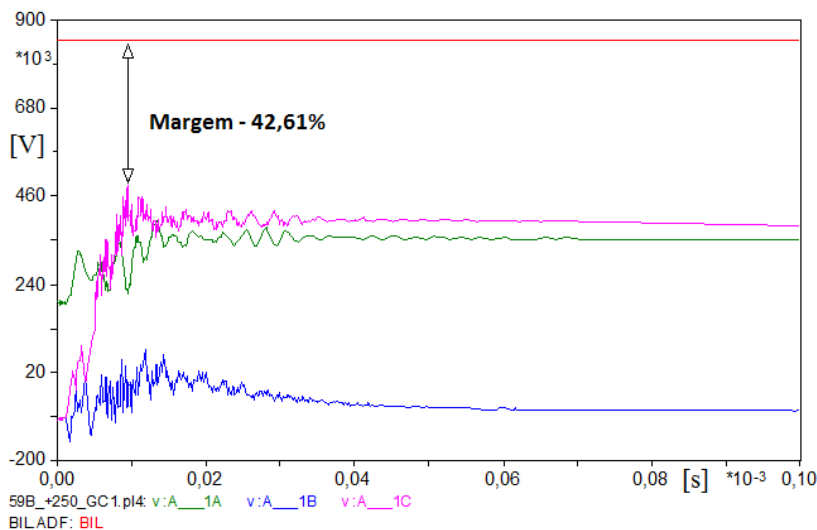


Figura 5.4.16 – Solução no domínio do tempo para o caso 59 (transformador energizado pelo disjuntor próprio).

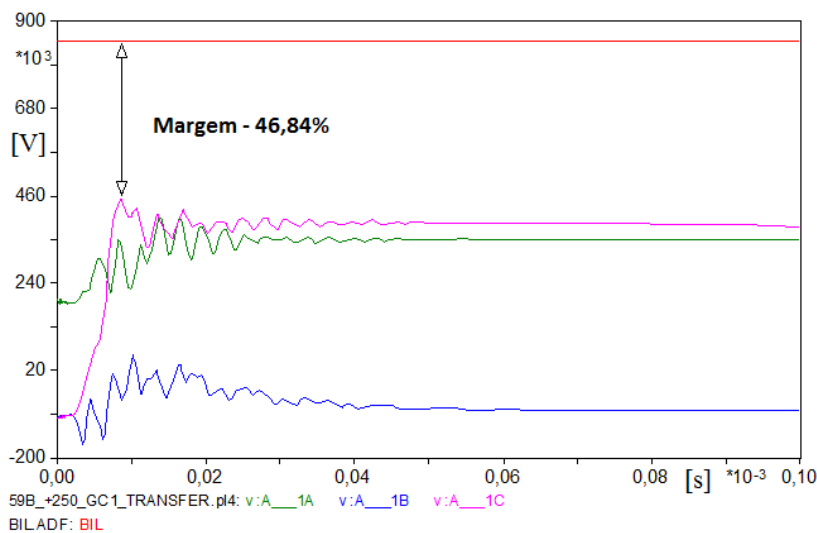


Figura 5.4.17 – Solução no domínio do tempo para o caso 59 (transformador energizado pelo disjuntor de transferência).

As solicitações possuem menores amplitudes e são mais amortecidas para o caso em que se tem o transformador energizado pelo

disjuntor transferido. A distância que o surto percorre nesse caso é muito superior se comparado com o caso em operação normal.

Dessa forma, a impedância no trecho é maior, e a resposta em frequência distinta, ocasionando mais amortecimentos introduzidos nas solicitações impostas ao transformador.

Uma comparação dessas solicitações no domínio da frequência é apresentada nas figuras 5.4.18 e 5.4.19. Devido aos maiores amortecimentos promovidos pela distância superior entre o transformador e o disjuntor de transferência, os resultados para o domínio da frequência são otimistas. Verifica-se somente uma ultrapassagem do limite ($FSDf > 1$) e de baixa magnitude, enquanto que no caso normal as solicitações são bem mais severas.

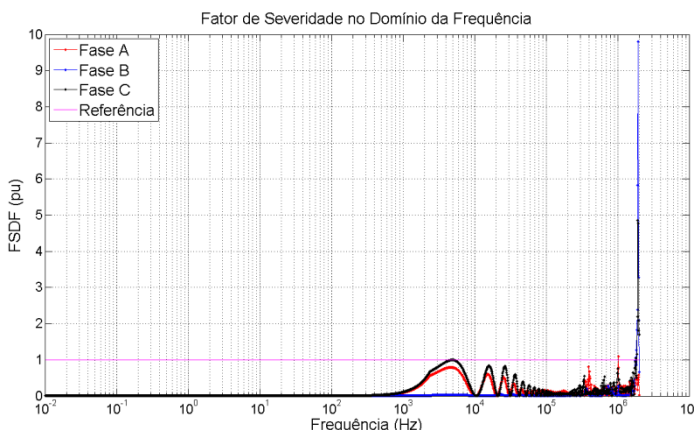


Figura 5.4.18 – Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDf) para o caso 59 (transformador energizado pelo disjuntor próprio).

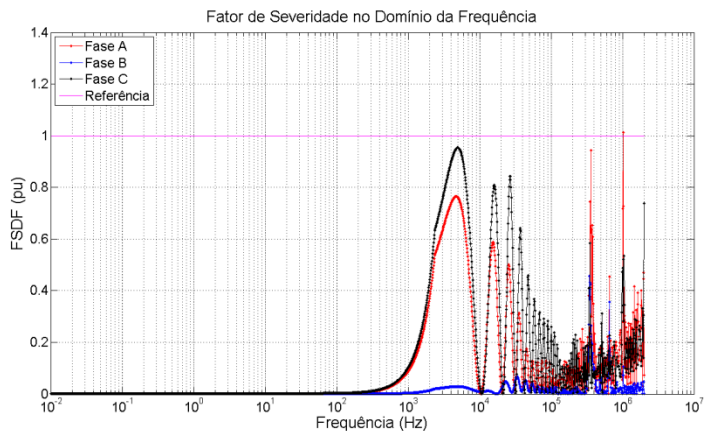


Figura 5.4.19 – Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) para o caso 59 (transformador energizado pelo disjuntor de transferência).

6 CONCLUSÕES

A aplicação do método de coordenação de isolamento utilizando a densidade espectral de energia para análise de surtos de frente rápida é o objeto central desse trabalho. A comparação dos resultados usando diferentes modelagens bem como apontar as diferenças obtidas no uso do método clássico de coordenação de isolamento e do novo método aplicado também são objetivos dessa pesquisa.

Neste trabalho são realizadas diversas simulações de transitórios eletromagnéticos, fazendo uso do programa ATP (*Alternative Transients Program*). Nas simulações, utilizam-se os distintos modelos descritos no Capítulo 3. Dois conjuntos de resultados são obtidos através das simulações realizadas em dois blocos de modelagem, aqui denominadas de modelagem simplificada (tabela 5.4.1) e modelagem detalhada (tabela 5.4.2).

Todos os resultados são analisados no domínio do tempo, de acordo com a abordagem clássica de coordenação de isolamento determinística, apresentada no Capítulo 2, e também sob a óptica do domínio da frequência de acordo com o novo método aplicado, no qual se tem o Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) como um balizador para a coordenação de isolamento.

Via de regra, as solicitações no transformador se mostraram mais severas para as descargas atmosféricas com polaridade positiva, pois essas são de maior amplitude se comparado com as de polaridade negativa aplicadas (descargas indiretas).

Falhas de blindagem normalmente não são levadas em consideração em estudos clássicos de coordenação de isolamento, pois raramente produzem *backflashover* e quando produzem não são prejudiciais ao isolamento dos equipamentos sob análise. No presente trabalho, conclui-se que falhas de blindagem também necessitam ser avaliadas no âmbito do domínio da frequência, pois além de provocar *flashover*, possuem baixas margens de segurança em relação ao FSDF.

Diferentes frequências críticas são obtidas em diferentes casos. Isso demonstra que a quantidade de casos a ser selecionado para o estudo é de fundamental importância.

O Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF) também é excedido sem *backflashover*, o que aumenta a preocupação em se analisar falhas de blindagem.

Descargas atmosféricas com tempos de frente mais curtos são mais críticas, pois possuem componentes em frequência em uma faixa mais ampla, aumentando as chances de haver componentes que

coincidam com pontos de ressonância, visto dos terminais de entrada do transformador. Frentes de onda mais rápidas tendem a excitar componentes em altas frequências no transformador, o que fica evidente pela grande maioria das frequências críticas se situaram entre 1 e 2 MHz. A maioria das descargas críticas aplicadas (vide Capítulo 5) resultaram em ultrapassagens do FSDF (>1).

Para os casos análogos, simulados com a modelagem simplificada e a modelagem detalhada, é evidente que algumas frequências críticas estão diretamente associadas à modelagem empregada.

Assim, por ser mais simples e desprezar alguns detalhamentos no domínio da frequência, teoricamente a modelagem simplificada pode sugerir ressonâncias que não traduzem a realidade e que levem a uma conclusão errada sobre os riscos para o isolamento do transformador. Do mesmo modo, a quantidade de frequências críticas (ultrapassagem do FSDF) difere significativamente a depender do tipo de modelagem empregada.

Mudanças na topologia da subestação, por conveniência operativa, manutenção ou indisponibilidades, tem influência direta sobre os resultados e necessitam ser simuladas. Dentre os casos sob análise, o caso 59 é escolhido para este teste, pois é bem crítico do ponto de vista de densidade espectral de energia (vide tabela 5.3.3 e 5.4.2). Para o caso 59 foi aplicada uma descarga com polaridade positiva de 250 kA na LT GC1 de 230 kV. As distâncias entre o transformador e o disjuntor de transferência são maiores e produzem maiores amortecimentos no surto, devido à impedância superior no trecho. Isso altera positivamente a resposta no domínio do tempo e, por conseguinte, no domínio da frequência.

Do ponto de vista da abordagem clássica, todos os resultados foram satisfatórios, apresentando uma margem de segurança sempre superior a 30% em relação ao BIL. Assim, o transformador estaria seguro frente à teoria clássica de coordenação de isolamento. A mesma conclusão não é confirmada, no entanto, se o método da densidade espectral de energia for aplicado. Dos 76 casos simulados, em 14 houve ultrapassagem do limite unitário para o Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF). Isso determina que para esses casos, o transformador não está coberto pelos ensaios realizados em fábrica.

É verificada pela análise no domínio do tempo, utilizando o método clássico, que a margem de segurança é maior para a modelagem detalhada. Uma representação mais fiel dos elementos do sistema de potência aliado a uma resistência de pé de torre mais baixa (devido representação dos efeitos de ionização do solo) proporciona uma

redução na tensão sob a cadeia de isoladores. Dessa forma a probabilidade de *backflashover* diminui, e quando acontece, o valor das sobretensões são menores devido ao fato de que a ruptura ocorre com tempos maiores se comparado com a modelagem simplificada.

O novo método de coordenação de isolamento aqui aplicado possui margens de segurança menores que o método clássico, porém sob domínios diferentes (tempo e frequência), conforme observado na grande maioria dos casos.

Apesar da envoltória real da densidade espectral de energia suportada pelo isolamento do transformador não ser conhecida, sabe-se que cada vez mais os transformadores são dimensionados próximos aos limites estabelecidos por norma. Devido a isso, sua durabilidade se torna menor, se compararmos com transformadores produzidos nas décadas de 70, 80 e 90. A análise no domínio da frequência objetivando encontrar pontos de ressonância pode contribuir para reduzir os riscos de falha em transformadores.

Métodos para mitigar essas ressonâncias podem ser usados, como por exemplo, a utilização de capacitores de surto em série com o equipamento, sintonizados com a frequência de ressonância em questão (ROCHA et al., 2010).

Os ensaios padronizados de onda cortada devem ser realizados em todos os transformadores de potência. Caso somente os ensaios de onda plena sejam realizados e sirvam como atestado do isolamento do transformador, diversos casos que foram simulados ultrapassariam o limite do FDSF.

Como contribuição dessa dissertação, sugere-se a elaboração de diretrizes (*guidelines*) para estudos de coordenação de isolamento, levando em consideração a abordagem da densidade espectral de energia.

6.1 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

As metas do autor na preparação dessa dissertação foram muito amplas e algumas implementações e análises não foram possíveis de ser realizadas em tempo hábil, ficando aqui como sugestões de pesquisas e trabalhos futuros:

- Comparação individual dos modelos usados nesse trabalho, apurando os modelos que mais influenciam nos resultados;

- Desenvolvimento de uma rotina em *MODELS* (programação auxiliar do ATP) para cálculo automático da resistência impulsiva;
- Investigar métodos para anular ou diminuir ressonâncias;
- Implementação da análise de surto transferido considerando a matriz de transferência completa entre enrolamentos do transformador;
- Coordenação de isolamento completa baseada em densidade espectral de energia, para todos os fenômenos transitórios (temporário, manobra e atmosférico);
- Consideração do efeito corona em linhas de transmissão, diminuindo assim a probabilidade de ocorrência de *backflashovers* devido à atenuação da sobretensões exposta à cadeia de isoladores;
- Esgostamento das possibilidades de topologias de operação da subestação;
- Avaliação do isolamento de outros equipamentos da subestação, como transformadores de corrente, transformadores de potencial capacitivo, disjuntores e reatores utilizando a mesma técnica aplicada nesse trabalho;
- Avaliação das situações com resistividade de solo alta *versus* frequência crítica, que impossibilita a utilização das equações de Carson;
- Cálculo da densidade espectral dos ensaios padronizados considerando a parametrização das formas de onda que realmente foram utilizadas em fábrica, já que as formas de ondas padronizadas dificilmente são conseguidas em exatidão nos laboratórios. Usar esses resultados para formar uma envoltória diferente das ondas padronizadas, possibilitando assim uma análise mais fiel do isolamento do transformador sob o ponto de vista de cobertura pelos ensaios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMETANI, A. A., KASAI, Y., SAWADA, J., MOCHIZUKI, A., YAMADA, T. – *Frequency-dependent impedance of vertical conductors and a multi-conductor tower model* – IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 141(4), pp. 339-345, July 1994.

_____. – *The History and Recent Trends of Transient Analysis in Transmission Lines* – IPST'13 - International Conference on Power System Transients, Vancouver, Canada, July 2013.

ANDERSON, J. G. – *Transmission Line Reference Book – 345kV and Above - Second Edition*. Palo Alto, CA. EPRI - Electric Power Research Institute, 1982.

ANSI C92.1-1982 – *American National Standard for Power Systems – Insulation Coordination*, 1982.

ANTUNES, R., MASSARO, U. R. R., FERNANDES, A. B., FREIRE, A. R. F. – *Sobretenções Transitórias de Alta Frequência Quando da Energização de Transformadores: Estudo de Caso da ELETROSUL* – Comitê de Estudo C4 – Desempenho Técnico do Sistema – XIII Encontro Regional Ibero-americano do Cigré (ERIAC) – Maio de 2009.

ARMSTRONG, H. R., WHITEHEAD, E. R. – *Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding* – IEEE Trans. on PA & S, pp. 617-626, 1969.

ARRUDA, C. – *Modelagem de Efeito Coroa em Linhas de Transmissão em Corrente Contínua* – Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Março de 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR-6939: *Coordenação de Isolamento – Procedimento*. Novembro de 2000.

BASTOS, J. P. A. – *Eletromagnetismo e Cálculo de Campos*. 3ª Edição Revisada. Editora da UFSC, 1996.

BAYADI, A., HARID, N., ZEHAR, K., BELKHIAT, S. – *Simulation of Metal Oxide Surge Arrester Dynamic Behavior Under Fast Transients* – IPST'03 - The International Conference on Power System Transients, New Orleans, United States of America, 2003.

BERGER, K., ANDERSON, R. B., KRONINGER, H. – *Parameters of the Lightning Stroke* - ELECTRA, n° 41, pp. 23-27, July 1975.

BERGERON, L. – *Du Coup de Belier en Hydraulique au Coup de Foudre en Electricité*. Dunod, Paris 1949.

BEWLEY, L. V. – *Traveling Waves on Transmission Lines*. New York, John Wiley, 1951.

BROWN, G. E., WHITEHEAD, E. R. – *Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding II* – IEEE Trans. on PA & S, pp. 617-626, 1969.

CARSON, J. R. – *Wave Propagation in overhead wires with ground return* – Bell Syst. Tech. Journal, vol. 5, pp. 539-554, 1926.

CHEN, C. T. – *Linear System Theory and Design*. Third Edition. Oxford University Press, 1999.

CHISHOLM, W. A., CHOW, Y. L., SRIVASTAVA, K. D. – *Lightning surge response of transmission towers* – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 102(9), pp. 3232-3242, September 1983.

CIGRÉ Working Group A2.26 – *Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA)* - April 2008.

COORAY, V., RAKOV, V. – *A current generation type return stroke model that predicts the return stroke velocity* – J. Lightning Research, No. 1, pp.- 32-39, 2007.

_____. – *Lightning Protection*. IET Power and Energy Series 58, 2010.

D'AJUZ, A., FONSECA, C. S., CARVALHO, F. S., FILHO, J. A., DIAS, L. E. N., PEREIRA, M. P., ESMERALDO, P. C. V., VAISMAN, R., FRONTIN, S. O. – *Transitórios Eletromagnéticos e Coordenação de Isolamento – aplicação em sistema de potência de alta tensão*. Furnas Centrais Elétricas S.A, Editora Universitária da Universidade Federal Fluminense, 1987.

DARVENIZA, M., POPOLANSKIY, F., WHITEHEAD, E. R. – *Lightning Protection of UHV Transmission Line* – Electra, No. 41, pp. 36-69, July 1975.

DAS, J. C. – *Transients in Electrical Systems – Analysis, Recognition and Mitigation*. The McGraw-Hill Companies Inc , 2010.

DERI, A., TEVAN, G., SEMLYEN, A., CASTANEHIRA, A. – *The Complex Ground Return Plane – A Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return* – IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, N° 8, pp. 3686-3693, August 1981.

DOMMEL, H. W. – *Digital Computer Solution of Eletromagnetic Transients in Single and Multi-Phase Networks* – IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, pp. 388-399, April 1969.

_____. – *Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book* .Bonneville Power Administration, Revisão de Julho de 1995.

_____. – *Electromagnetic Transients Program Reference Manual, Department of Electrical Engineering, The University of British Columbia, Vancouver, 1996.*

ERIKSSON, A. J. – *An Improved Electrogeometric Model for Transmission Line Shielding Analysis* – IEEE Transactions on Power Delivery, pp.871-886, July 1987.

_____, GELDENHUYS, H. J., BOURN, G. W. – *Fifteen year's data of lightning measurements on a 60 m mast* - Transactions of the South African Institute of Electrical Engineers, 80(1), pp.98-103, 1989.

FERNANDES, A. B. – *Linhas de Transmissão: Um Modelo no Domínio de Fases Preciso e Eficiente* – Tese de Doutorado – Universidade Federal de Campina Grande – Outubro de 2001.

_____, NEVES, W. L. A., COSTA E. G., CAVALCANTI, M. N. - *Transmission Line Shunt Conductance from Measurements* - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 2, pp. 722-728, April 2004.

_____. – *Fator de Severidade no Domínio da Frequência (FSDF): Definição, Considerações Teóricas e Aplicação* – Workshop Internacional de Transformadores de Potência – Abril de 2010.

FORTESCUE, C. L. - *Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks*, A.I.E.E. Transactions, Vol. 37, Part II, pp. 1027-1140, 1918, *Apud* CLARKE, E., *Circuit Analysis for AC Power Systems*, New York: John Wiley & Sons, 1943.

FREIRE, A. R. F., MEDEIROS, R. K. D. M. – *Análise dos Riscos Associados às Tensões Transitórias de Alta Frequência nos Transformadores Elevadores da UHE Xingó* – Comitê de Estudos A2 – Transformadores – XIII Encontro Regional Ibero-americano do Cigré (ERIAC) – Maio de 2009.

GALLOWAY, R. H., SHORROCKS, W. B., WEDEPOHL, L. M. – *Calculation of electrical parameters for short and long polyphase transmission lines* – Proc. IEE – vol.111, pp.2051-2059, December 1964.

GARBAGNATI, E., PIPARO, G. B. – *Parameter von Blitzstromen*. Elektrotechnische Zeitschrift A, 103(2), pp. 61-65, 1982.

GATOUS, O. M. O. – *Uma nova Implementação do Efeito Skin no Modelo da Linha de Transmissão* – Tese de Doutorado – Universidade Federal de Campinas – Fevereiro de 2005.

GRADSHTEYN, I. S., RYZHIK, I. M. – *Table of Integrals, Series and Products*. Corrected and Enlarged Edition, San Diego: Academic Press Inc., 1992.

GREENWOOD, A. – *Electrical Transients in Power Systems*. CRC Press Taylor & Francis Group, 1998.

GUSTAVSEN, B., SEMLYEN, A. – *Rational Approximation of Frequency Domain Responses By Vector Fitting* – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, pp. 1052-1061, July 1999.

_____. – *Computer Code for Rational Approximation of Frequency Dependent Admittance Matrices* – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 3, pp. 1093-1098, October 2002.

_____. – *Wide Band Modeling of Power Transformers* – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 1, pp. 414-422, January 2004.

_____. – *Improving the Pole Relocating Properties of Vector Fitting* – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, pp. 1587-1592, July 2006.

HARA, T., YAMAMOTO, O. – *Modeling of a transmission tower for lightning surge analysis* – IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 143(3), pp. 283-289, May 1996.

HARLOW, J. H. – *Electric Power Transformer Engineering*. CRC Press LLC, 2004.

HEDMAN, D. E. – *Propagation on Overhead Transmission Lines I – Theory of Modal Analysis* – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 84, pp. 200-205, March 1965.

_____. – *Coordenação de Isolamento*, Vol. 8. Editora UFSM, 1979.

HEIDLER, F. – *Traveling current source model for LEMP calculation* – Proceedings of the 6th International Symposium on EMC, 29F2, pp. 157-162, Zurich, Switzerland, 1985.

HILEMAN, A. R. – *Insulation Coordination for Power Systems*. CRC Press Taylor & Francis Group, 1999.

HOLDYK, A., HOLBOELL, J., ARANA, I., JENSEN, A. – *Switching Operation Simulations in a Large Offshore Wind Farm with Use of Parametric Variation and Frequency Domain Severity Factor* – Universities Power Engineering – 47th International pp. 1-6, 2012.

IEC 71-1-1993-12 – *Insulation Coordination Part 1: Definitions, Principles and Rules*, 1993.

IEC Publication 71-1-1976 – *Insulation Coordination, Part 1: Terms, Definitions and Rules*, 1976.

IEEE PES Special Publication – *Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs* – Working Group 15.08.09, 2009.

IEEE Standard 998 – *Guide for Direct Stroke Shielding of Substations*, 1996.

IEEE Std. C62.82.1-2010 – *IEEE Standard for Insulation Coordination – Definitions, Principles and Rules - April 2011*.

IEEE Working Group. 3.4.11 – *Modeling of Metal Oxide Surge Arrester* – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, n° 1, pp. 302-309, January 1992.

IEEE Working Group – *Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines II – updates to Analytical Models* – IEEE Transactions on Power Delivery, pp. 1254-1267, July 1993.

IEEE Working Group on Lightning Performance of Transmission Lines – *A Simplified Method for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines* – IEEE Trans. on PA & S, pp. 919-935, April 1985.

JIMENEZ, C. M. A. – *Sobreensões devido a uma descarga atmosférica em subestação típica de 500 kV* – Monografia – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Agosto de 2010.

KARSAI, K., KERENYI, D., KISS, L. – *Large Power Transformers*. New York: Elsevier, 1978.

LEUVEN EMTP CENTER – *ATP Alternative Transients Program Rulebook* – Herverlee, Belgium, July 1987.

LIMA, A. C. S., FERNANDES, A. B., CARNEIRO JR., S. - *Rational Approximation of Frequency Domain Responses in the S and Z Planes* - Power Engineering Society General Meeting, Vol. 1, pp. 126-131, 2005.

_____, GUSTAVSEN, B., FERNANDES, A. B. - *Inaccuracies in Network Realization of Rational Models Due to Finite Precision of RLC Branches* - IPST'07 - International Conference on Power System Transients, Lyon, France, June 2007.

LOVE, E. R. – *Improvements on the Lightning Stroke Modeling and Application to Design of EHV and UHV Transmission Lines* - M.Sc. Thesis, University of Colorado, 1973.

MARTI, J. R. – *The Problem of frequency dependence in transmission line modeling* – Ph.D. thesis, The University of British Columbia, Vancouver, Canada, April 1981.

_____. – *Accurate Modeling of Frequency-Dependent Transmission Lines in Electromagnetic Transients Simulations* – IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 1, pp. 147-157, January 1982.

_____, GARRETT, B. W., DOMMEL H. W., WEDEPOHL, L. M. - *Transients Simulation in Power Systems: Frequency Domain and Time Domain Analysis*. Power Systems Planning & Operation Section, Canadian Electrical Association, Montreal, March 1985.

MARTINEZ-VELASCO, J. A. – *Computer Analysis of Electrical Power System Transients: Selected Readings*. Piscataway: IEEE Press, 1997.

_____. – *Power System Transients – Parameter Determination*. CRC Press Taylor & Francis Group, 2010.

MASSARO, U. R. R., ANTUNES, R.. – *Electrical Transient Interaction between Transformers and Power Systems – Brazilian Experience* – IPST'99 - International Conference on Power System Transients, Tokyo, Japan, June 2009.

McAULEY, P. H. – *Flashover Characteristic of Insulation* – Electric Journal, July, 1938.

MORCHED, A., MARTÍ, L., OTTEVANGERS, J. – *A High Frequency Transformer Model for the EMTP* – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, pp. 1615-1626, July 1993.

MOUSA, A. M. , SRIVASTAVA, K. D. – *A Revised Electrogeometric Model for the Termination of Lightning Strokes on Grounded Objects* – Proceedings of International Aerospace Conference on Lightning and Static Electricity, Oklahoma City, pp. 342-352, April 1988.

PHILLIPS, C.L., PARR J.M – *Signals, Systems and Transforms*. Prentice-Hall, Inc. A Simon & Schuster Company, 1995.

PINCETI, P., GIANNETTONI, M. – *A simplified model for zinc oxide surge arresters* – IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, n° 2, pp. 393-398, 1999.

PORTELA, C. M. J. C. M. – *Frequency and Transient Behavior of Grounding Systems I - Physical and Methodological Aspects* – IEEE 1997 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, Austin, EUA, pp. 379-384, August 1997a.

PORTELA, C. M. J. C. M. – *Frequency and Transient Behavior of Grounding Systems II – Practical Application Examples* – IEEE 1997 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, Austin, EUA, pp. 385-390, August 1997b.

PRIKLER, L., HØIDALEN, H. K – *ATPDraw for Windows 3.1x/95/NT version 1.0, User's Manual, Release No. 1.0.1, November 1998*.

RIES, W. – *Transformadores – Fundamentos para o Projeto e Cálculo*. Editora da PUC-RS, 2007.

ROCHA, A. C. O. – *Electrical Transient Interaction between Transformers and the Power Systems* – C4-104. Cigré Session 2008.

_____, FREIRE, A. R. F., FERNANDES, A. B., PORTILLO, A., VITA, A., MACHADO JR., C., ARENTZ, D. S., CARVALHO, F. S., LUZ, G. S., OLIVEIRA, J. F. L., TORRENS, J. R., HONDA, J. T., JUNIOR, R. A., VAISMAN, R., AZEVEDO, R. M., MOREIRA, S. O., MASSARO, U. R. R. – *Interação entre Transformadores e o Sistema Elétrico com Foco nos Transitórios Eletromagnéticos de Alta Frequência* – Brochura Técnica - Grupo de Trabalho Conjunto JWG A2/C4-03 – CIGRÉ, Brasil, 2010.

SALARI FILHO, J. C. – *Efeito das Descargas Atmosféricas no Desempenho de Linhas de Transmissão – Modelagens no Domínio do Tempo e da Frequência* – Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Dezembro de 2006.

SAMANTARAY, S. R., DUBEY, R. K., TRIPATHY L. N., BABU, B. C. – *Spectral Energy Function for Fault Detection During Power Swing* – International Conference On Energy, Automation and Signal, pp. 1-6, 2011.

SANTOS JÚNIOR, G. F. – *Metodologia Para Análise de Linhas de Transmissão Incluindo Modelos de Arco Secundário* – Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Outubro de 2009.

SARGENT, M. A., DARVENIZA, M. – *Tower Surge Impedance* – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 88(3), pp. 660-687, May 1969.

SEMLYEN, A. – *Ground Return Parameters of Transmission Lines an Asymptotic Analysis for Very High Frequencies* – IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1031-1038, March 1981.

TAKAMI, J., OKABE, S. – *Observational results of lightning current on transmission towers* - IEEE Transactions on Power Delivery, 22(1), pp. 547-556, 2007.

TOMASEVICH, M. M. Y. – *Modelos de Linhas de Transmissão Usando Representação Racional da Matriz Admitância Nodal e Decomposição Idempotente* – Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Novembro de 2011.

TOMINAGA, S., AZUMI, K., SHIBUYA, Y., IMATAKI, M., FUJIWARA, Y., NISHIDA, S. – *Protective Performance of Metal Oxide Surge Arrester Based On The Dynamic V-I Characteristics* – IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, n° 6, pp. 1860-1871, November/December 1979.

VASQUES, C. M. R. – *Interação entre Transformadores de Potência e Solicitações de Alta Frequência no Sistema Elétrico* – Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Outubro de 2011.

VISACRO, S., SOARES JR., A., AURÉLIO, M., SCHROEDER, O., CHERCHIGLIA, L. C. L., de SOUZA, V. J. – *Statistical analysis of lightning current parameters: measurements at Morro do Cachimbo Station* - Journal of Geophysical Research, Vol 109, DOI105;doi:10.1029/2003jd003662, 2004.

_____, S., MESQUITA, C. R., DE CONTI, A., SILVEIRA, F. H. – *Updated statistics of lightning currents measured at Morro do Cachimbo Station* - Atmospheric Research, Vol 117, pp. 55-63, 2012.

WAGNER, C. F. – *A new approach to the calculation of the lightning performance of transmission lines* – AIEE Transaction, No. 75, pp. 1233-1256, 1956.

WAGNER, C. F., HILEMAN, A. R. – *A new approach to the calculation of the lightning performance of transmission lines – Part III* – AIEE Transactions Part III, 79(3), pp. 589-603, October 1960.

_____, _____. – *The Lightning Stroke-II* – AIEE Trans. on PA & S, pp. 622-642, October 1961.

WEDEPOHL, L. M., – *Application of Matrix Methods to the Solution of Travelling-Wave Phenomena in Polyphase Systems* – Proceedings of IEEE, pp. 2200-2212, December 1963.

YOUNG, F. S., CLAYTON, J. M., HILEMAN, A. R. – *Shielding of Transmission Lines* – AIEE Trans., 61S, pp.132-154, 1951.

ZIRBES, R., ROLIM, J. G., ZÜRN, H. H. - *Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamentos de papel impregnado com óleo mineral*. SBA Controle & Automação, Vol 16. No. 3, pp. 318-331, 2005

ZÜRN, H. H. - *Notas de Aula – Processos Estocásticos em Engenharia Elétrica*, 2009.